

ANÁLISIS DE MECANISMOS PARA LA APLICACIÓN DE PROGRAMAS DE  
RESPUESTA DE LA DEMANDA EN EL MERCADO ELÉCTRICO COLOMBIANO

Autores

HÉCTOR ANDRÉS GÓMEZ MARÍN  
CARLOS EDUARDO VALLEJO BETANCUR

Director

JUAN MANUEL ALZATE VÉLEZ

Trabajo de grado para optar al título de  
Magíster en Administración Financiera

UNIVERSIDAD EAFIT  
ESCUELA DE ECONOMÍA Y FINANZAS  
COLOMBIA  
2016

## AGRADECIMIENTOS

A nuestro director Juan Manuel Alzate Vélez por su constante dedicación y por generar la motivación necesaria para lograr este trabajo de grado, por enseñarnos buenas prácticas y hacer que el ambiente de trabajo fuera más ameno. A Simón Pérez por haberse interesado en nuestro trabajo y haber participado como miembro del equipo. También a nuestras familias por el esfuerzo que han realizado para que haya sido posible alcanzar los logros obtenidos hasta el momento.

## TABLA DE CONTENIDO

1.	Introducción .....	15
2.	Marco de actuación .....	17
2.1	Generalidades de las redes inteligentes.....	17
2.2	Respuesta de la Demanda .....	18
2.3	Beneficios de implementar los programas de Respuesta de la Demanda.....	20
2.4	Programas de Respuesta de la Demanda .....	21
2.4.1	Programas basados en precios. ....	22
2.4.2	Programas voluntarios basados en incentivos.....	22
2.4.3	Programas obligatorios basados en incentivos .....	23
2.4.4	Programas de mercado basados en incentivos .....	24
2.5.	Experiencia internacional.....	25
2.5.1	Pennsylvania–New Jersey–Maryland (PJM) .....	25
2.5.2	California ISO (CAISO) .....	26
2.5.3	ISO New England (ISO-NE) .....	27
2.5.4	New York Independent System Operator (NYISO) .....	28
2.5.5	Conclusiones experiencia internacional.....	29
3.	Respuesta de la Demanda en Colombia.....	31
3.1	Programa de Respuesta de la Demanda en condiciones críticas.....	32
3.2	Programa de ahorro voluntario de energía (derogado). ....	34

3.3	Programa de ahorro voluntario de energía (vigente el 22 de marzo de 2016).....	38
4.	Modelo económico.....	40
4.1	Definición del modelo.....	41
4.2.	Supuestos del modelo para aplicarlo al mercado colombiano.....	42
4.3	Ajuste del modelo. ....	46
5.	Análisis programas de Respuesta de la Demanda.....	49
5.1	Análisis de los programas de RD del mercado colombiano mediante el modelo económico elegido .....	49
5.1.1	Análisis del programa de ahorro voluntario (derogado). ....	49
5.1.2	Análisis de ahorro voluntario (vigente) .....	50
5.1.3	Análisis del programa de RD en condiciones críticas. ....	52
5.2	Propuesta de nuevos programas de RD. ....	55
5.2.1	Programas basados en precio TOU, RTP y CPP .....	56
5.2.2	Programas basados en incentivo I/C y CAP .....	64
6.	Diseño de instrumento financiero aplicado al programa de Respuesta de la Demanda en Colombia.....	73
6.1	Definición .....	73
6.2	Definición formal del instrumento derivado.....	81
6.3	Valoración.....	82
6.3.1	Modelo estocástico del precio en bolsa .....	83
6.3.2	Precio de escasez.....	84
6.4	Análisis de resultados bajo escenarios del mercado. ....	85

6.4.1	Caso 1: agosto de 2015. ....	87
6.4.2	Caso 2: mayo de 2014.....	91
6.4.3	Caso 3: junio de 2014. ....	95
6.4.4	Caso 4: septiembre de 2015 .....	100
6.4.5	Caso 5: octubre de 2015.....	111
6.4.6	Caso 6: diciembre de 2015.....	119
7.	Conclusiones. ....	128
8.	Referencias bibliográficas.....	131
9.	Anexos . ....	135

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Precios aprobados por resolución del plan de ahorro voluntario (derogado) .....	37
Tabla 2. Matriz de elasticidades (propias y cruzadas) .....	44
Tabla 3. Periodos de demanda baja, media y alta del mercado colombiano .....	46
Tabla 4. Demanda comercial nacional de enero de 2015 a enero de 2016 .....	48
Tabla 5. Tarifa media residencial nacional .....	51
Tabla 6. Precio promedio de combustibles líquidos en \$/kWh .....	54
Tabla 7. Resultados de la aplicación de los programas de RD basados en precio.....	58
Tabla 8. Matriz normalizada de indicadores de impacto de PRD basados en precio .....	60
Tabla 9. Pesos ponderados por actor del mercado eléctrico .....	61
Tabla 10. Resultados priorización de PRD basados en precio.....	61
Tabla 11. Resultados de la aplicación de los programas de RD basados en incentivo.....	66
Tabla 12. Matriz normalizada de indicadores de impacto de PRD basados en incentivo .....	68
Tabla 13. Resultados priorización de PRD basados en incentivo.....	69
Tabla 14. Monto en pesos por incumplimiento de OEF .....	86
Tabla 15. Beneficio para diferentes cantidades de energía en el mes de agosto de 2015.....	89
Tabla 16. Beneficio para diferentes cantidades de energía en el mes de mayo de 2014. ....	93
Tabla 17. Beneficio para diferentes cantidades de energía en el mes de junio de 2014 .....	98
Tabla 18. Beneficio para diferentes cantidades de energía en el mes de septiembre de 2015....	103
Tabla 19. Beneficio neto del generador para diferentes porcentajes de incumplimientos de OEF en el mes de septiembre de 2015. ....	109

Tabla 20. Beneficio para diferentes cantidades de energía en el mes de octubre de 2015 .....	113
Tabla 21. Beneficio neto del generador para diferentes porcentajes de incumplimientos de OEF en el mes de octubre de 2015.....	116
Tabla 22. Beneficio para diferentes cantidades de energía en el mes de diciembre de 2015 .....	121
Tabla 23. Beneficio neto del generador para diferentes porcentajes de incumplimientos de OEF en el mes de diciembre de 2015.....	124

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Impacto de la Respuesta de la Demanda en el precio spot de la energía eléctrica.....	19
Figura 2. Clasificación de programas de RD .....	21
Figura 3. Curva de demanda de Irán .....	45
Figura 4. Curva de demanda de Colombia.....	45
Figura 5. RD del programa de ahorro voluntario (derogado) .....	49
Figura 6. RD del programa de ahorro voluntario (vigente). .....	52
Figura 7. RD del programa de RD en condiciones críticas.....	55
Figura 8. Escenarios de aplicación de programas de RD basados en precio. ....	58
Figura 9. Resultados priorización de programas de RD basados en precio según Utility .....	62
Figura 10. Resultados priorización de programas de RD basados en precio según operador del sistema.....	63
Figura 11. Resultados priorización de programas de RD basados en precio según usuario final	63
Figura 12. Escenarios de aplicación de PRD basados en incentivo.....	65
Figura 13. Resultados priorización de programas de RD basados en incentivo según Utility .....	70
Figura 14. Resultados priorización de programas de RD basados en incentivo según operador del sistema.....	70
Figura 15. Resultados priorización de programas de RD basados en incentivo según usuario final .....	71
Figura 16. Esquema de contratación.....	73
Figura 17. Función de rentabilidad del generador .....	75



Figura 18. Función de rentabilidad del usuario .....	75
Figura 19. Opción call bermuda.....	78
Figura 20. Opción call swing.....	79
Figura 21. Valor a cargo de los generadores por incumplimiento de OEF.....	87
Figura 22. Beneficios de la opción para el mes de agosto de 2015 .....	90
Figura 23. Beneficios de la opción para el mes de mayo de 2014.....	94
Figura 24. Diagrama representativo del beneficio del generador para todo el mes de mayo de 2014.....	95
Figura 25. Beneficios de la opción para el mes de junio de 2014 .....	99
Figura 26. Precios de bolsa históricos.....	100
Figura 27. Diagrama representativo del beneficio del generador para todo el mes de junio de 2014.....	100
Figura 28. Beneficios de la opción para el mes de septiembre de 2015 .....	105
Figura 29. Diagrama representativo del beneficio del generador para todo el mes de septiembre de 2015.....	105
Figura 30. Beneficios del generador por cobertura según porcentaje de desviación de OEF para el mes de septiembre de 2015 (a).....	110
Figura 31. Beneficios del generador por cobertura según porcentaje de desviación de OEF para el mes de septiembre de 2015 (b) .....	110
Figura 32. Beneficios de la opción para el mes de octubre de 2015.....	114
Figura 33. Beneficios del generador por cobertura según porcentaje de desviación de OEF para el mes de octubre de 2015 (a).....	118

Figura 34. Beneficios del generador por cobertura según porcentaje de desviación de OEF para el mes de octubre de 2015 (b).....	118
Figura 35. Beneficios de la opción para el mes de diciembre de 2015.....	123
Figura 36. Beneficios del generador por cobertura según porcentaje de desviación de OEF para el mes de diciembre de 2015 (a) .....	126
Figura 37. Beneficios del generador por cobertura según porcentaje de desviación de OEF para el mes de diciembre de 2015 (b).....	127

## LISTA DE ECUACIONES

Ecuación 1. Modelo económico.....	42
Ecuación 2. Modelo económico modificado .....	47
Ecuación 3. Modelo económico modificado para programa de RD en condiciones críticas .....	47
Ecuación 4. Modelo económico modificado para programas de RD de ahorro voluntario.....	47
Ecuación 5. Incentivo del programa de RD .....	54
Ecuación 6. Beneficio del generador .....	75
Ecuación 7. Beneficio del usuario .....	75
Ecuación 8. Beneficio del usuario que participa en el programa de RD .....	77
Ecuación 9. Mínimo beneficio del usuario que participa en el programa de RD. ....	77
Ecuación 10. Beneficio del generador de la opción exótica. ....	80
Ecuación 11. Beneficio del usuario por la opción exótica.....	81
Ecuación 12. Beneficio del usuario por la opción exótica y que participa en el programa de RD. .....	81
Ecuación 13. Prima de la opción (a) .....	83
Ecuación 14. Prima de la opción (b).....	83
Ecuación 15. Beneficio del generador por la opción exótica para el mes de agosto de 2015. ....	88
Ecuación 16. Beneficio del usuario por la opción exótica para el mes de agosto de 2015.....	89
Ecuación 17. Beneficio del generador por la opción exótica para el mes de mayo de 2014 .....	92
Ecuación 18. Beneficio del usuario por la opción exótica para el mes de mayo de 2014 .....	92

Ecuación 19. Beneficio del usuario por la opción exótica y que participa en el programa de RD para el mes de mayo de 2014 (a). .....	92
Ecuación 20. Beneficio del usuario por la opción exótica y que participa en el programa de RD para el mes de mayo de 2014 (b). .....	92
Ecuación 21. Beneficio del generador por la opción exótica para el mes de junio de 2014.....	96
Ecuación 22. Beneficio del usuario por la opción exótica para el mes de junio de 2014 .....	97
Ecuación 23. Beneficio del usuario por la opción exótica y que participa en el programa de RD para el mes de junio de 2014 (a). .....	97
Ecuación 24. Beneficio del usuario por la opción exótica y que participa en el programa de RD para el mes de junio de 2014 (b).....	97
Ecuación 25. Beneficio del generador por la opción exótica para el mes de septiembre de 2015. .....	101
Ecuación 26. Beneficio del usuario por la opción exótica para el mes de septiembre de 2015 .	102
Ecuación 27. Beneficio del usuario por la opción exótica y que participa en el programa de RD para el mes de septiembre de 2015 (a).....	102
Ecuación 28. Beneficio del usuario por la opción exótica y que participa en el programa de RD para el mes de septiembre de 2015 (b).....	102
Ecuación 29. Beneficio neto del generado luego de aplicar la cobertura. ....	107
Ecuación 30. Beneficio del generador por la opción exótica para el mes de octubre de 2015...	112
Ecuación 31. Beneficio del usuario por la opción exótica para el mes de octubre de 2015 .....	112
Ecuación 32. Beneficio del usuario por la opción exótica y que participa en el programa de RD para el mes de octubre de 2015 (a). .....	112

Ecuación 33. Beneficio del usuario por la opción exótica y que participa en el programa de RD para el mes de octubre de 2015 (b). .....	113
Ecuación 34. Beneficio del generador por la opción exótica para el mes de diciembre de 2015. .....	120
Ecuación 35. Beneficio del usuario por la opción exótica para el mes de diciembre de 2015. ..	120
Ecuación 36. Beneficio del usuario por la opción exótica y que participa en el programa de RD para el mes de diciembre de 2015 (a). .....	120
Ecuación 37. Beneficio del usuario por la opción exótica y que participa en el programa de RD para el mes de diciembre de 2015 (b). .....	121

# Análisis de mecanismos para la aplicación de programas de Respuesta de la Demanda en el mercado eléctrico colombiano

**Héctor Andrés Gómez Marín**  
*hector.andres.gomez@gmail.com*  
**Carlos Eduardo Vallejo Betancur**  
*cvallej8@eafit.edu.co*

## ***Resumen***

A través de los programas de Respuesta de la Demanda (RD), el sector eléctrico pretende profundizar en los mercados de energía eléctrica del mundo, viabilizando la participación activa de los consumidores finales que además de constituir la demanda también tienen la posibilidad de ofertar en el mercado “energía desconectada”. En la actualidad existen diferentes tipos de programas de RD que cumplen con la misma filosofía de reducción de la demanda pero que se diferencian entre sí dependiendo del objetivo para el cual se desea la reducción.

En este trabajo se analizaron, a partir de un modelo económico, los diferentes tipos de programas de RD que pueden ser aplicados en el mercado colombiano, incluyendo el programa que actualmente se encuentra implementado en este mercado. Adicionalmente, se propone derivado como mecanismo financiero con el objetivo de promover la implementación del programa de RD en el mercado colombiano. Se diseña una opción de compra que representa una posición larga para el generador y una posición corta para el usuario. Esta opción sirve como mecanismo de cobertura de las Obligaciones de Energía Firme del cargo por confiabilidad (OEF) y adicionalmente genera rentabilidad para el usuario que simultáneamente participa del programa de RD.

## ***Palabras clave***

Respuesta de la Demanda, Derivados financieros, Mercado de energía, cargo por confiabilidad.

## ***Abstract***

Through Demand Response (DR) Programs, the electricity sector aims at deepening the electricity markets of the world, making possible the active participation of end users, who in addition to being demand also have the opportunity to bid on the market "Electricity disconnected". At present there are different types of DR programs that meet the same philosophy of demand reduction but differ from each other depending on the purpose for which the reduction is desired.

In this work was analyzed from an economic model, different types of DR programs that can be applied in the Colombian market, including the program that is currently implemented in this market. In addition, it is proposed derivative as a financial mechanism in order to promote the implementation of DR program in the Colombian market. There is designed a call option that represents a long position for the generator and a short position for the user. This option serves like mechanism of coverage of the Obligations of Firm Energy of the charge for reliability and additionally it generates profitability for the user who simultaneously takes part of the RD program.

## ***Key words***

Demand Response, Financial derivatives, Energy Markets, charge for reliability.

## 1. Introducción e información general

Desde la implementación del mercado eléctrico colombiano, el regulador y sus instituciones rectoras han procurado favorecer un ambiente competitivo que garantice la viabilidad económica de las empresas participantes y, a su vez, que asegure los precios competitivos y un servicio confiable para los consumidores.

El mercado eléctrico colombiano ha tomado como referencia mercados de otros países, como es el caso del mercado inglés, para adaptar mecanismos y nuevas prácticas que permitan favorecer la sostenibilidad del mercado actual. Aunque no se han incluido aún temas como la generación distribuida, la infraestructura de medición avanzada, el almacenamiento de energía y la Respuesta de la Demanda (RD) son algunos de los mecanismos que permiten generar mayor dinámica en el mercado y una participación más amplia por parte de los consumidores; también ayudan a que la demanda sea elástica en el corto plazo y que se presente menor volatilidad de las tarifas.

En este trabajo se busca evaluar los diferentes programas de RD de tal manera que se identifiquen algunos de estos que puedan ser aplicables al caso del mercado colombiano; también se pretende llevar a cabo un análisis de los beneficios que puede otorgarle este tipo de esquemas a cada uno de los participantes del mercado, desde el generador hasta el usuario final, incluyendo al Operador Independiente del Sistema o ISO (por sus siglas en inglés - Independent System Operator). La implementación de programas de RD busca incentivar económicamente a los usuarios finales por modificar sus hábitos en el consumo de electricidad y minimizar el riesgo en la operación de activos de distribución.

Para la implementación de este tipo de programas es necesario contar con una infraestructura de medición y monitoreo que brinde las señales oportunas en términos de precios y consumos tanto para el consumidor como para la empresa prestadora de servicios. Así mismo, se hace necesario implementar los instrumentos contractuales y financieros que vinculen al consumidor con la empresa prestadora de servicios; por este motivo, en el desarrollo de este trabajo se proponen instrumentos financieros que permitan potencializar el mercado y fomentar la implementación de los programas de RD en el país.

En este orden de ideas es relevante incursionar en un marco financiero que proporcione las suficientes herramientas para diseñar instrumentos financieros relacionados con los programas de RD, permitiendo abrir un nuevo campo de posibilidades de competencia en el mercado de electricidad y generando incentivos para que las empresas del sector participen en estos programas.

Se plantea, como objetivo de esta investigación académica, evaluar diferentes mecanismos de RD, identificar su posible aplicación bajo la arquitectura de mercado vigente en Colombia y proponer instrumentos financieros que complementen la aplicación de programas de RD en el mercado eléctrico colombiano, como también estimar el impacto económico de los mismos en los participantes del mercado.



## 2. Marco de actuación

### 2.1 Generalidades de las redes inteligentes

El sector eléctrico en su totalidad, como se conocía hasta hace pocas décadas, ha experimentado una transformación significativa apalancado con las Tecnologías de la Información y las Comunicaciones (TIC). Los sistemas interconectados de transmisión y distribución tradicionales por medio de los cuales se presta el servicio de energía eléctrica desde la generación al usuario final pasan a ser una red en la cual todos sus actores (generadores, operadores, usuarios) pueden intercambiar información sobre el estado del sistema permitiendo alcanzar niveles mayores de eficiencia en la operación del mismo, consolidando así lo que se puede denominar una red más “inteligente”.

Para el EPRI (“Smart Grid Resource Center”, 2016) una red inteligente es “una red que incorpora las tecnologías de la información y comunicación en cada aspecto de la generación, suministro y consumo de electricidad, con el objetivo de minimizar el impacto medioambiental, mejorar los mercados, mejorar la fiabilidad y el servicio, reducir costes y aumentar la eficiencia”; además, el ETP SG (“Smart Grids European Technology Platform”, 2016) la define como “una red que integra de forma inteligente las acciones de todos los usuarios conectados a ella –generadores, consumidores y aquellos que son ambas cosas– para suministrar electricidad de forma eficiente, sostenible, económica y segura”.

Entre las nuevas características que ofrece la Red Inteligente se destacan:

- Permitir la participación activa de los consumidores
- Incluir todo tipo de unidades de generación y las opciones de almacenamiento
- Habilitar nuevos productos, servicios y mercados

- Anticipar y responder a las perturbaciones del sistema
- Resistir o soportar ataques o desastres naturales
- Optimizar la utilización de activos y operar de manera eficiente

## 2.2 Respuesta de la Demanda

Una de las principales falencias de los mercados eléctricos tradicionales es la falta de participación de los usuarios finales en el proceso de fijación del precio de la energía eléctrica, a diferencia de otros mercados en los que el precio de los *commodities* es fijado de acuerdo con la curva de elasticidad precio-demanda. Los usuarios del sistema eléctrico, ante una evidente asimetría de información, no tienen acceso a la información de precios que les permita realizar modificaciones en su perfil de consumo de acuerdo a sus variaciones. Esta inelasticidad característica del mercado no permite alcanzar niveles óptimos de operación en cuanto al consumo y la fijación del precio de la energía.

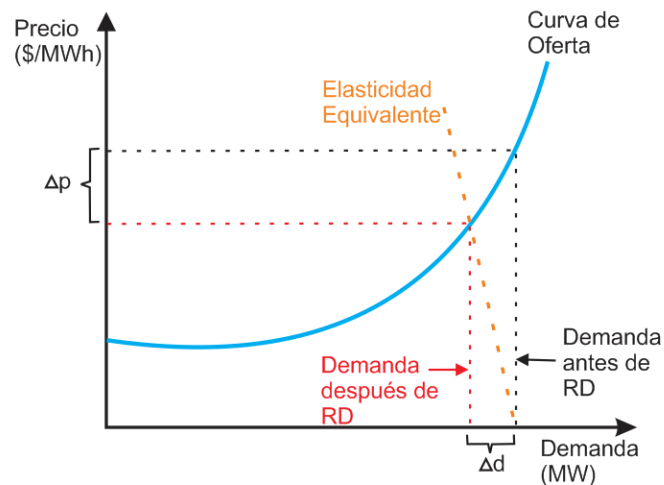
Entre las tecnologías identificadas en las Redes Inteligentes, y para los objetivos del presente trabajo, se destaca la RD, definida como el cambio en el uso de la electricidad por los consumidores finales en respuesta a cambios en el precio de la electricidad a través del tiempo, o para el pago de incentivos diseñados para inducir a un menor uso de la electricidad en los momentos de precios altos en el mercado o cuando se pone en peligro la fiabilidad de la red (*U.S. Department of Energy*, 2006).

Aunque la RD no es un concepto nuevo, puede llegar a tener implicaciones muy relevantes en el contexto de los mercados eléctricos competitivos. En un mercado como lo es el eléctrico con sus características técnicas y económicas, un papel activo de la demanda

brinda la flexibilidad requerida para alcanzar niveles de eficiencia y de operación óptimos (Faria & Vale, 2011).

Los sistemas de potencia requieren balance en tiempo real entre la generación y la demanda. Estudios recientes han demostrado que las cargas no se deben considerar totalmente rígidas, sino que tienen elasticidad que denota beneficios mutuos tanto para los sistemas de potencia como para los consumidores. Generalmente, el concepto de elasticidad precio-demanda combina las condiciones del mercado y la flexibilidad del consumidor para analizar los beneficios de la Respuesta de la Demanda (Faria & Vale, 2011). En la Figura 1. Impacto de la Respuesta de la Demanda en el precio spot de la energía se observa el impacto en el precio de la energía al considerar la inclusión de un usuario que participa en su fijación modificando su perfil de consumo.

Figura 1. Impacto de la Respuesta de la Demanda en el precio spot de la energía eléctrica



Fuente: Moghaddam (2011).

### 2.3 Beneficios de implementar programas de Respuesta de la Demanda

El rol activo de los consumidores permite que al momento de la fijación del precio de la energía eléctrica este refleje de una manera óptima las necesidades demandadas, esto permite al sistema alcanzar niveles de eficiencia que se traducen en beneficios para todos los actores involucrados en la cadena de valor del suministro de energía eléctrica. Estos beneficios pueden clasificarse en cuatro grupos de acuerdo con el Departamento de Energía de los Estados Unidos (*U.S. Department of Energy*, 2006).

- Beneficios financieros para los consumidores: en este grupo se tienen en cuenta los ahorros en las tarifas del servicio de energía eléctrica y los incentivos percibidos al acogerse a algún programa de Respuesta de la Demanda.
- Beneficios financieros para el mercado: el mercado en general se beneficia de los precios bajos que se presentarían, debido a que ya no es necesario despachar plantas de generación costosas que encarecen el precio spot de la energía eléctrica en periodos de alta demanda; por esto los compradores de energía en bolsa se benefician por los nuevos precios. Esta reducción de la demanda en el largo plazo representa para las empresas prestadoras del servicio eléctrico invertir menos en capacidad instalada. Estos ahorros finalmente pueden ser reflejados en los usuarios finales como descuentos en su cuenta de electricidad.
- Beneficios en confiabilidad del sistema: adicionalmente a los beneficios financieros, en la parte operacional, la reducción en la demanda representa una disminución en la probabilidad de ocurrencia de restricciones en las redes

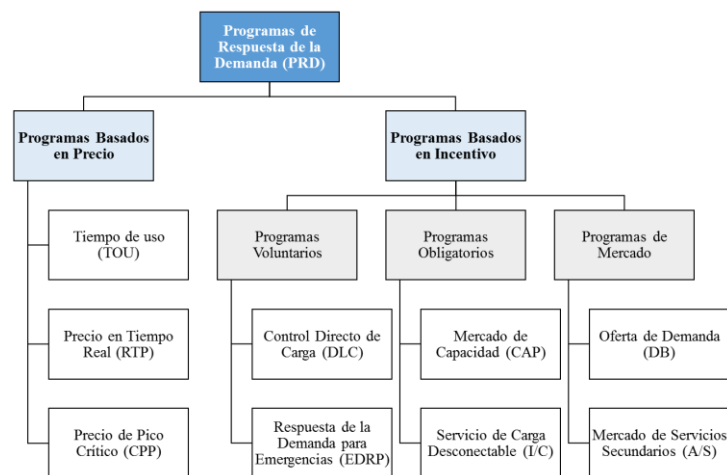
instaladas, lo que para la empresa prestadora del servicio representa ahorros en mantenimiento y la prestación de un servicio con mayor calidad para los usuarios.

- Beneficios en la dinámica del mercado: el rol activo de la demanda introduce una nueva dinámica en la fijación del precio de la energía eléctrica, mitigando la habilidad que tienen los generadores para imponer precios elevados por encima de sus costos marginales.

#### 2.4 Programas de Respuesta de la Demanda

Los programas de Respuesta de la Demanda (RD) se pueden dividir en dos amplios grupos, denominados como programas basados en precio y programas basados en incentivo (*U.S. Department of Energy, 2006*) como se puede observar en la Figura 2.

Figura 2. Clasificación de programas de RD



Fuente: figura elaborada con base en Moghaddam (2011).

A continuación se presenta una breve descripción de los programas de RD listados en la figura anterior.

#### 2.4.1 Programas basados en precios

- Tarifas de Tiempo de Uso o TOU (por si siglas en inglés - Time of Use): las tarifas de la energía se establecen para dos o más bloques o periodos de tiempo durante un mismo día. Tratan de reflejar el costo medio de la energía en cada uno de los bloques de periodo demandado. Generalmente, los bloques están clasificados en horas valle donde se presenta menos demanda y los precios son relativamente bajos, y horas pico en las que la demanda es máxima y se presentan altos precios para la energía eléctrica.
- Precios en Tiempo Real o RTP (por sus siglas en inglés - Real Time Pricing): a diferencia de los programas TOU el precio de la energía eléctrica fluctúa continuamente durante el día, mínimo horariamente, reflejando los cambios del precio de energía eléctrica mayorista.
- Precio de Pico Crítico o CPP (por sus siglas en inglés - Critical Peak Pricing): es un modelo híbrido basado en los modelos anteriores que se diferencia porque sólo en las horas pico el precio de la energía eléctrica es más elevado. Es decir, se aumenta el precio para generar desincentivo al consumo. En algunos casos en este programa se implementan incentivos disminuyendo el precio de la energía en las horas valle.

#### 2.4.2 Programas voluntarios basados en incentivos

- Control Directo de Carga o DLC (por sus siglas en inglés - Direct Load Control): el operador del sistema pacta un acuerdo formal con el usuario

para instalar equipos que le permita desconectar carga (demanda de energía) de sus clientes de manera remota; estos pueden ser usuarios comerciales o residenciales.

- Programa Respuesta de la Demanda por Emergencia o EDRP (por sus siglas en inglés - Emergency Demand Response Program): programa basado en incentivar la desconexión de demanda cuando las reservas son bajas. Esta más enfocado para emergencias del sistema. Estos programas pueden o no ser penalizados, dependiendo de cómo el regulador establezca la norma.

#### 2.4.3 Programas obligatorios basados en incentivos

- Programas de Capacidad del Mercado o CAP (por sus siglas en inglés - Capacity Market Programs): corresponde a un tipo de programa en el cual los consumidores se comprometen previamente a realizar una reducción de demanda cuando el sistema eléctrico lo requiera por contingencia. Normalmente corresponde a desconexión de grandes usuarios o de pequeños usuarios agregados; estos usuarios reciben un incentivo, remuneración o prima por estar disponibles para la desconexión.
- Servicio de Carga Desconectable o I/C (por sus siglas en inglés - Interruptible/Curtailable Service): opción por desconexión similar al CAP. Este programa está enfocado principalmente en pequeños consumidores que son representados por una empresa de servicios. Por lo

general el incentivo no se remunera de manera inmediata, sino que se realiza una reducción de la tarifa final del usuario. En caso de incumplimiento el usuario será penalizado mediante un aumento en el precio el cual debe pagar por la energía.

#### 2.4.4 Programas de mercado basados en incentivos

- Oferta de la Demanda o DB (por sus siglas en inglés - Demand Bidding): los consumidores (demanda) pueden ofertar un precio de desconexión en el mercado de energía mayorista o a través de un tercero. Normalmente se esperaría que fuera un gran consumidor o un grupo de consumidores pequeños. Los consumidores cuyas ofertas sean aceptadas adquieren un compromiso contractual y son tenidos en cuenta para ser despachados, en caso de incumplimiento pueden ser penalizados.
- Programa de servicios auxiliares o A/S (por sus siglas en inglés - Ancillary Service): los consumidores ofertan reducciones de energía como reserva operativa (valor constante en el tiempo). Si la oferta es aceptada por el ISO, el oferente recibirá una remuneración por el compromiso o disponibilidad así no haya desconexión real de energía. Si efectivamente se realiza la desconexión se remunera a precio spot.



## 2.5 Experiencia internacional

A continuación se presentan los aspectos generales de los programas de RD que están implementados en los mercados más grandes e importantes de Estados Unidos.

### 2.5.1 Pennsylvania–New Jersey–Maryland (PJM)

PJM administra por separado los mercados de energía, capacidad y de servicios auxiliares. La participación es voluntaria pero los inscritos deben cumplir ciertos requisitos para calificar en la remuneración por reducir su demanda de electricidad.

PJM introduce un nuevo participante en el mercado, el Proveedor del Servicio de Desconexión CSP (por sus siglas en inglés Curtailment Service Providers), cuya labor es seleccionar y agrupar a los usuarios finales que participarán en los programas de Respuesta de la Demanda. Los CSP se encargan de agregar y registrar la demanda ante PJM, como también verificar la reducción y recibir los pagos correspondientes.

Los participantes tienen entonces la opción de hacer parte del mercado cuando los precios son considerados altos y podrán hacerlo en el mercado Day-Ahead (del día anterior) o en tiempo real.

En el Day-Ahead los usuarios asociados al CSP pueden ofertar, antes de la operación en tiempo real, el reducir la cantidad de energía eléctrica que demandarán del sistema de PJM. Si las ofertas son aceptadas los usuarios recibirán pagos basados en los precios determinados para las reducciones en el despacho del Day-Ahead.

En el mercado de tiempo real el CSP invita a los usuarios a reducir su consumo durante los periodos de precios altos y estos recibirán pagos basados en los precios determinados para estas reducciones en el tiempo real.

PJM también ofrece el programa de emergencia en el que se remunera a los usuarios que voluntariamente aceptaron reducir su consumo durante periodos críticos en la operación del sistema.

En el mercado de capacidad, los recursos de Respuesta de la Demanda y eficiencia energética tienen la oportunidad de participar a la par con los recursos de energéticos de las plantas de generación; es decir, que estos pueden recibir pagos por estar disponibles para reducir su demanda a solicitud del administrador del sistema.

Los CSP son los encargados de realizar las ofertas de desconexión en el mercado de capacidad. La capacidad es reservada para un periodo de tres años en adelante, por ejemplo, en la subasta de 2013 se obtuvo capacidad correspondiente al 2016-2017.

Los recursos de Respuesta de la Demanda pueden participar ofertando en los mercados de reservas y regulación de frecuencia. PJM es el mercado que más reporta recursos de Respuesta de la Demanda en comparación con los otros mercados de Estados Unidos.

#### 2.5.2 California ISO (CAISO)

CAISO denomina sus recursos de Respuesta de la Demanda como Proxy Demand Resource o PDR por sus siglas, al cual le permite participar en los diferentes mercados que administra.

Los PDR son cargas o agregación de cargas cuya reducción de demanda sea mensurable y verificable. Estos permiten a los clientes finales suministrar, a través de un proveedor de Respuesta de la Demanda, oferta directamente a los mercados administrados por CAISO. Estos servicios son despachados ordenadamente por una entidad denominada coordinador,

por lo tanto, para hacer efectivas las ofertas un proveedor de Respuesta de la Demanda también debe cumplir las funciones de un coordinador o contratar los servicios de un ISO certificado para presentar las ofertas en su lugar.

Los usuarios finales que pueden participar pueden ser:

- Un usuario con carga considerable actuando como su propio proveedor de Respuesta de la Demanda
- Un proveedor de Respuesta de la Demanda que agrega cargas de usuarios finales.

CAISO determinará las tasas y los precios a los que será remunerado el recurso desconectable de acuerdo con la fijación de precios del mercado. Los usuarios finales deben entenderse con su proveedor de Respuesta de la Demanda para determinar su remuneración por la prestación de este servicio. Esta será determinada teniendo en cuenta líneas bases de consumo de los clientes.

### 2.5.3 ISO New England (ISO-NE)

En ISO-NE los programas de Respuesta de la Demanda están divididos en dos grandes categorías que serán remuneradas por sus esfuerzos de administración de carga. Los primeros son los programas de Respuesta de la Demanda en tiempo real (generación de emergencia y carga desconectable) y las reducciones en pico (también conocida como Respuesta de la Demanda pasiva en pico).

Los programas de Respuesta de la Demanda en tiempo real son ofrecidos a grandes usuarios los cuales se puedan comprometer ante ISO-NE para reducir 100 kW o más con

una notificación de treinta minutos de antelación al evento por unas cuantas horas, aquellas que cumplan con esta solicitud serán remuneradas por ISO-NE.

Los programas de reducción pasiva en pico apoyan las iniciativas en cuanto a tecnologías que permitan suplir las necesidades de la red futura. ISO-NE apoya proyectos en eficiencia energética, energías renovables y sistemas de cogeneración.

#### 2.5.4 New York Independent System Operator (NYISO)

New York Independent System Operator (NYISO por sus siglas en inglés) administra cuatro programas de Respuesta de la Demanda con dos objetivos claros, la confiabilidad y la reducción de costos del mercado en general.

El programa de Respuesta de la Demanda en emergencia (Emergency Demand Response Program - EDRP por sus siglas en inglés) y el de capacidad instalada y recursos para casos especiales (Installed Capacity – Special Case Resource ICAP/SCR) soportan la confiabilidad del sistema de NYISO. Estos dos programas están diseñados para reducir el uso de energía eléctrica solicitando los recursos de Respuesta de la Demanda para que reduzcan su carga o solicitándole a los generadores locales el remover carga del sistema durante emergencias de la red o cuando la generación adicional es limitada.

NYISO también ofrece dos programas de mercado, el programa de Respuesta de la Demanda de Day-Ahead (Day-Ahead Demand Response Program – DADRP por sus siglas en inglés) en su mercado y los programas de servicios auxiliares del lado de la demanda (Demand-Side Ancillary Services Program – DSASP por sus siglas en inglés) en el mercado de servicios auxiliares. El DSASP provee a los participantes con la oportunidad

de su capacidad de desconexión de carga en el mercado del Day-Ahead como también en el mercado de tiempo real.

NYISO es el encargado, en los programas de emergencia y de recursos especiales, de determinar el momento en que se activarán, y su remuneración está basada en el precio en el que se encontraba la energía eléctrica en el momento en que se determinó el evento pudiendo llegar los recursos de Respuesta de la Demanda a percibir remuneraciones de hasta \$500/MWh en un periodo de emergencia.

En los programas de mercado los recursos de Respuesta de la Demanda tienen la oportunidad de ofertar su capacidad de desconexión a un precio determinado, al cual están dispuestos a desconectarse. Estas ofertas serán tenidas en cuenta para el despacho en los mercados Day-Ahead y de servicios auxiliares.

#### 2.5.5 Conclusiones experiencia internacional

Todos los mercados estudiados reconocen la necesidad y los beneficios que representa la inclusión de la parte de la demanda en la dinámica del mercado. En el caso de PJM y CAISO coinciden en la creación de una entidad intermediadora entre los usuarios finales y el ISO (CSP y PDR, respectivamente) que agrupe los usuarios y sea el encargado de suministrar las ofertas de desconexión al mercado mayorista.

Los programas ofrecidos en los diversos mercados corresponden a servicios en tiempo real, a programas de capacidad y a servicios auxiliares como, por ejemplo, la regulación de frecuencia.

La operación de los programas se coordina de manera centralizada y estructurada en un nuevo tipo de mercado ordenado donde los recursos de desconexión compiten a la par en el despacho con los recursos de generación convencionales.

### 3. Respuesta de la Demanda en Colombia

Recientemente el mercado eléctrico colombiano incluyó dos nuevos mecanismos de RD, el primero de ellos aplica sólo para usuarios no regulados; es decir, para grandes consumidores (demanda promedio mensual de potencia durante seis meses, mayor a 0,1 MW, o en energía de 55 MWh-mes en promedio durante los últimos seis meses). Estos usuarios se caracterizan porque pueden negociar directamente con los comercializadores las tarifas por suministro de energía eléctrica y no se encuentran ligados a una tarifa regulada. El segundo mecanismo aplica para usuarios regulados, es decir, para pequeños consumidores que no pueden negociar tarifas; como por ejemplo los usuarios residenciales. La resolución CREG 011 de 2015 “Por la cual se regula el programa de Respuesta de la Demanda para el mercado diario en condición crítica” (Resolución CREG 011 de 2015, 2015), la resolución CREG 212 de 2015 “Por la cual se realizan algunos ajustes a la Resolución CREG 011 de 2015, programa de Respuesta de la Demanda para el mercado diario en condición crítica” (Resolución CREG 212 de 2015, 2016), la resolución CREG 025 de 2016 “Por la cual se adopta el procedimiento que utilizará el Centro Nacional de Despacho para activar el programa de la RD en el predespacho ideal, programa que fue establecido en la Resolución CREG 011 de 2015” (Resolución CREG 025 de 2016, 2016) y la resolución CREG 042 de 2016 “Por la cual se realizan ajustes a la Resolución CREG 025 de 2016” (Resolución CREG 042 de 2016, 2016) establecen la normatividad que regula y establece el mecanismo de Respuesta de la Demanda en el mercado eléctrico colombiano para los usuarios no regulados.

La resolución CREG 029 de 2016 “Por la cual se define un esquema de tarifas diferenciales para establecer los costos de prestación del servicio de energía eléctrica a usuarios regulados en el SIN para promover el ahorro voluntario de energía” (Resolución CREG 029 de 2016, 2016), la resolución CREG 039 de 2016 “Por la cual se modifica, aclara y simplifica la Resolución CREG 029 de 2016” (Resolución CREG 039 de 2016, 2016) y la resolución CREG 049 de 2016 “Por la cual se aclaran la Resolución CREG 025 de 2016 y la Resolución CREG 029 de 2016” (Resolución CREG 049 de 2016, 2016), establecen el mecanismo de Respuesta de la Demanda para los usuarios regulados por medio de un programa de ahorro de energía.

### 3.1 Programa de Respuesta de la Demanda en condiciones críticas

Este programa implementado en el mercado colombiano está desarrollado para que se aplique únicamente cuando el mercado se encuentre en condiciones críticas, es decir, que el precio de bolsa de la energía se encuentre por encima de un precio de referencia que indica el límite de la condición normal. El precio de referencia conocido como el precio de escasez, se calcula con una vigencia mensual durante todo el año, la naturaleza del cálculo del precio de escasez busca reconocer los costos variables de generación de una planta térmica eficiente operando con combustible líquido. El precio de escasez, complementando su papel como precio de referencia, establece el precio máximo al cual se paga la energía en el mercado mayorista cuando se presenta la condición crítica.

Para la activación del programa de RD se debe cumplir la condición de que el precio marginal del mercado estimado en el despacho del día antes de la operación supere el precio



de escasez como mínimo en un 8%. Este programa permite que los usuarios finales (que sean no regulados), a través de un comercializador, puedan realizar ofertas diarias de precios por desconexión de demanda en el despacho diario de energía compitiendo como si se tratase de una planta de generación pero, que en vez de suministrar energía al sistema disminuye la demanda.

La verificación de Respuesta de la Demanda se realiza teniendo como referencia una línea base de consumo de cada uno de los usuarios; es decir, un promedio del consumo habitual de los usuarios de manera que se permita evidenciar que efectivamente hubo una reducción de la demanda, cuya cantidad será remunerada como incentivo al ahorro de energía.

La remuneración económica que reciben los usuarios por participar en el programa de Respuesta de la Demanda está dada por el producto entre la cantidad que se dejó de consumir y la diferencia entre el precio de bolsa y el precio de escasez. Si esta diferencia de precios no iguala como mínimo el precio ofertado se recauda el dinero faltante, a través de un mecanismo de ajuste, para que el usuario RD sea remunerado entre la cantidad desconectada y el precio de oferta. Este dinero se recauda de todas las plantas de generación que incumplieron su Obligación de Energía Firme (OEF), aquellas plantas que no satisficieron sus compromisos adquiridos en la participación del mecanismo del cargo por confiabilidad y no cumplieron con las obligaciones de generación cuando el sistema se encontraba en condición crítica.

Considerando que el programa de RD como mínimo remunera la energía desconectada a precio de oferta, existe el riesgo de que la condición crítica que se había estimado en el

despacho pre-ideal, condición inicial para solicitar la desconexión de demanda de los usuarios, no ocurra en el despacho ideal o despacho del día después; es decir, que finalmente el precio de bolsa no superó el precio de escasez. En caso de presentarse dicho escenario los usuarios que disminuyeron su consumo o se desconectaron no serán remunerados.

### 3.2 Programa de ahorro voluntario de energía (derogado)

El programa de ahorro voluntario es un mecanismo que surgió temporalmente debido a la crisis del ENSO (por sus siglas en inglés El Niño Southern Oscillation) presentado durante el año 2015-2016, cuyo objetivo pretende que los pequeños usuarios (usuarios regulados) disminuyan su consumo de electricidad a cambio de recibir un incentivo por cada kilovatio ahorrado; en caso contrario, existe una penalización si se presenta sobreconsumo. Adicionalmente, se exige una sinergia entre el usuario y el comercializador debido a que la remuneración del programa ahorro voluntario puede variar dependiendo si se cumple la meta de ahorro por parte del comercializador.

Este programa se encuentra habilitado inicialmente por un periodo de seis meses y tiene como referencia el mes de consumo de febrero de 2016 como meta de ahorro. El mecanismo exige tanto a los usuarios finales como al comercializador que durante todos los días del mes disminuya su consumo con respecto al consumo que se tuvo en los tipos de día del mes de febrero. Los usuarios que clasifiquen como sobreconsumidores serán penalizados a un precio de 450 \$/kWh por kilovatio sobreconsumido, y los usuarios clasificados como ahorradores serán incentivados con un precio de 450 \$/kWh por kilovatio ahorrado. La filosofía de este esquema es que los usuarios ahorradores reciban

como incentivo la penalización de los usuarios no ahorradores. Sin embargo, la cuantía del incentivo depende de si el ahorro realizado se ve reflejado tanto a nivel de usuarios como a nivel del comercializador. El valor del incentivo o de la penalidad se regula de manera diferente, para esto la resolución CREG 029 de 2016 establece cuatro casos:

- Caso 1: si el valor a pagar a los usuarios ahorradores es mayor que el valor recaudado de los usuarios no ahorradores y el comercializador también ahorró, entonces los usuarios ahorradores recibirán la cantidad de energía ahorrada a un precio de 450 \$/kWh, de la cual una parte proviene del cobro realizado a los usuarios no ahorradores y la parte faltante será recaudada en el mercado mayorista a través del comercializador, como un cobro a las plantas de generación que incumplieron su OEF.
- Caso 2: si el valor a pagar a los usuarios ahorradores es mayor que el valor recaudado de los usuarios no ahorradores y el comercializador no ahorró, entonces no hay recaudo de dinero en el mercado mayorista y lo que se recoja en el mercado minorista de los usuarios no ahorradores será distribuido entre los usuarios ahorradores a prorrata de la cantidad de energía ahorrada. En este caso el precio del incentivo es inferior a 450 \$/kWh y el precio por la penalidad es igual a 450 \$/kWh.
- Caso 3: si el valor a pagar a los usuarios ahorradores es menor que el valor recaudado de los usuarios no ahorradores y el comercializador sí ahorró, entonces no se recauda dinero del mercado mayorista, se remunera a los usuarios ahorradores con el recaudo de los usuarios sobreconsumidores y el dinero sobrante deberá ser

entregado al mercado mayorista, por el comercializador, para que lo distribuya a prorrata de los comercializadores ahorradores como un menor valor en las restricciones.

- Caso 4: si el valor a pagar a los usuarios ahorradores es menor que el valor recaudado de los usuarios no ahorradores y el comercializador no ahorró, entonces no se recauda dinero del mercado mayorista, se remunera a los usuarios ahorradores con el recaudo de los usuarios sobreconsumidores y el dinero sobrante deberá ser entregado al mercado mayorista, por el comercializador, para que este lo distribuya a prorrata de la demanda comercial de cada comercializador como un menor valor en las restricciones.

Para cada uno de los casos anteriores la regulación establece que el comercializador se quedará con un margen del 3% del dinero recaudado de los usuarios sobreconsumidores por haber realizado la gestión. En la Tabla 1 se observa el diagrama de ingresos de los usuarios aprobados en la resolución, de acuerdo al caso en el que se encuentren.

Del programa de ahorro voluntario se identificaron algunos inconvenientes en la metodología, entre ellos:

- Es probable que para el caso 1 no se recaude el dinero faltante para los usuarios ahorradores del mercado mayorista.

- No está contemplado el caso en que todos los usuarios ahorraron y el comercializador no ahorró. En este escenario los usuarios ahorradores no recibirán el incentivo.
- El margen de los comercializadores se encuentra sobre el recaudo del dinero de los usuarios sobreconsumidores, lo cual implica un incentivo al comercializador para que haya sobreconsumo.
- Los ciclos de facturación en el mercado minorista no corresponden a los mismos ciclos de facturación del mercado mayorista, por lo anterior, se presentarían inconvenientes al momento de la facturación del usuario dado que las metas de ahorro están establecidas según el consumo que se tiene durante el periodo de facturación en el mercado mayorista (día 1 hasta último día del mes).

Tabla 1. Precios aprobados por resolución del plan de ahorro voluntario (derogado)\*

ESCENARIO	USUARIOS	COMERCIALIZADOR	PRECIO	PRECIO POR
			POR AHORRO	SOBRECONSUMO
CASO 1	ahorro	ahorro	<450 \$/kwh	450 \$/kwh
CASO 2	ahorro	no ahorro	< 450 \$/kwh	450 \$/kwh
CASO 3	no ahorro	ahorro	450 \$/kwh	450 \$/kwh
CASO 4	no ahorro	no ahorro	450 \$/kwh	450 \$/kwh

\* Las tablas y figuras que aparecen sin fuente fueron elaboradas por los autores.

### 3.3 Programa de ahorro voluntario de energía (vigente el 22 de marzo de 2016)

La resolución CREG 039 de 2016 modifica, aclara y simplifica el programa de ahorro de energía propuesto en la resolución CREG 029 de 2016. Al igual que la anterior propuesta, tiene como finalidad disminuir el consumo de energía eléctrica de los usuarios finales, proponiendo un esquema de incentivos penalidades.

Este programa de Respuesta de la Demanda abarca tanto el mercado minorista como el mercado mayorista. A nivel minorista, los comercializadores deben verificar, dentro de los ciclos de facturación mensual, si el usuario que atiende disminuyó su consumo de energía, el cual será comparado con respecto a un consumo de referencia equivalente a un promedio de consumo histórico.

El comercializador determinará si el usuario realmente dejó de consumir energía y ahorro o si el usuario consumió más; según sea el caso, se presentará un incentivo equivalente a la cantidad de energía ahorrada a un precio hasta máximo dos veces el valor de la tarifa del usuario final, o una penalización por la cantidad de energía sobreconsumida hasta máximo dos veces el valor de la tarifa final.

A nivel mayorista, el administrador del mercado evaluará si se presentó ahorro por parte de los comercializadores tomando como referencia o línea base de consumo los días tipo del mes de febrero de 2016. En caso de que se presente un ahorro por parte del comercializador se hará un cobro a las plantas de generación que incumplieron sus OEF equivalente a la energía ahorrada por la diferencia entre el precio de bolsa y el precio de escasez (cálculo con resolución horaria). En caso tal de que no haya ahorro por parte de los comercializadores no habrá una penalidad asociada como sucede en el mercado minorista.

El comercializador podrá disponer del 5% del dinero que se recoja del mercado minorista, y fijará el dinero sobrante para incluirlo en el balance que debe realizar en el mercado minorista entre el dinero que se debe cobrar a los usuarios sobreconsumidores y el dinero que se debe pagar a los usuarios ahorradores. Si como resultado del balance se requiere de más dinero para pagarles a los usuarios ahorradores este valor se informará al administrador del mercado para que este último recaude el dinero incluyéndolo como un mayor valor en las restricciones. Por otro lado, si como resultado del balance sobra dinero se le entregará al administrador del mercado para que lo distribuya a la demanda como un menor valor en las restricciones.

Este programa de ahorro voluntario, a diferencia del programa derogado, simplificó la metodología de cálculo a nivel mayorista y corrigió el problema que se tenía con los ciclos de facturación a nivel minorista. Adicionalmente, se identificó que con este nuevo programa se corrigieron los inconvenientes descritos en el programa inicial. Uno de los inconvenientes que se evidencia en este programa, pero que no genera gran impacto, es que existe el escenario probable de que los usuarios finales perciban el ingreso del incentivo meses después de pasado el ciclo de facturación del mes donde se presentó el ahorro.

#### 4. Modelo económico

Con base en la revisión del estado del arte se encontraron diversos modelos económicos y matemáticos que explican el comportamiento de los programas de RD. No obstante, para objeto de este trabajo se buscó el modelo más simple y parsimonioso que pueda ser aplicable a los objetivos que se desean lograr. Se encontraron diversas propuestas para el análisis de RD:

- Simulación de los precios del mercado con base a un código de optimización desarrollado en GAMS como medio para evaluar el porcentaje de cambio en la demanda por un porcentaje cambios en el precio ( $E = \Delta Q / \Delta P$ ) (Albadi & El-Saadany, 2008).
- Modelo de optimización para ajustar el nivel de carga horario de un determinado consumidor en respuesta a los precios horarios de electricidad. El objetivo del modelo es maximizar la utilidad del consumidor con un nivel mínimo diario consumo energético, nivel máximo y mínimo de carga por hora, y el aumento gradual límites a dichos niveles de carga. La incertidumbre de precios se modela a través robusta técnicas de optimización (Conejo, Morales & Baringo, 2010).
- Modelo económico que el cual incorpora términos significativos para un programa de RD como son la demanda, precio de bolsa, elasticidades propias, elasticidades cruzadas, incentivos y penalidades (Aalami, Moghadam & Yousefi, 2010a).
- Modelo microeconómico para determinar el beneficio asociado por la inclusión de programas de DR. (Escobar, 2008)



- Modelo econométrico para determinar el precio marginal del mercado de PJM y simular el efecto causado en la RD (Walawalkar, Blumsack & Fernands, 2008).

El modelo elegido fue el propuesto por H. A. Aalami, el cual corresponde a una ecuación de primer orden que explica la RD a partir de variables que caracterizan los programas de RD como lo son los incentivos y penalidades. Además, Estos autores hacen uso de dicho modelo para realizar un análisis similar al buscado en este trabajo pero enfocado en el mercado eléctrico iraní, lo cual permite tener un punto de partida como referencia.

#### 4.1 Definición del modelo

Aalami (2010b) explora los diferentes programas de RD, tanto los basados en precio como los basados en incentivos, y desarrolla un modelo económico teniendo en cuenta las elasticidades de los usuarios, introduciendo incentivos para los usuarios participantes de los programas de RD y penalidades para aquellos que incumplan lo pactado en el programa.

El modelo propuesto por este artículo permite al Operador del Sistema o ISO (por sus siglas en inglés – Independent System Operator) identificar los programas más adecuados para optimizar la curva de demanda de energía, como también aquellos programas que serán acogidos con facilidad por los clientes.

El modelo económico seleccionado permite representar los cambios en la demanda de los usuarios con respecto a las variaciones en los precios, incluyendo los incentivos y las penalidades que se pueden establecer en los diferentes programas de RD. En la Ecuación 1 se define el modelo utilizado.

## Ecuación 1. Modelo económico

$$d(i) = d_o(i) * \left\{ 1 + E(i, i) * \frac{p(i) - p_o(i) + A(i) + pen(i)}{p_o(i)} + \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq j}}^{24} E(i, j) * \frac{p(j) - p_o(j) + A(j) + pen(j)}{p_o(j)} \right\}$$

Donde:

$d(i)$ : Consumo de energía óptimo en el periodo  $i$ .

$d_o(i)$ : Demanda inicial en el periodo  $i$ .

$E(i, i)$ : Elasticidad propia en el periodo  $i$ .

$E(i, j)$ : Elasticidad cruzada del periodo  $i$  respecto a  $j$ .

$p(i), p(j)$ : Precio spot de la electricidad en el periodo  $i$  y  $j$ .

$p_o(i), p_o(j)$ : Precio inicial de la electricidad en el periodo  $i$  y  $j$ .

$A(i), A(j)$ : Incentivo aplicado a programas de Respuesta de la Demanda en el periodo  $i$  y  $j$ .

$pen(i), pen(j)$ : Penalidad aplicada a programas de Respuesta de la Demanda en el periodo  $i$  y  $j$ .

Después de analizar el modelo se considera adecuado para adaptarlo a la estructura del mercado eléctrico colombiano. Partiendo del supuesto de la viabilidad de las tecnologías necesarias para implementar los programas de RD, se procede a aplicar los diferentes programas con información de demanda y precios obtenida de la base de datos de XM para los años de 2013 a 2016.

#### 4.2 Supuestos del modelo para aplicarlo al mercado colombiano

Como en el mercado eléctrico colombiano por el momento no se tienen datos históricos de variables bajo un esquema o programa de RD, para este trabajo se utilizó la

información disponible de precios y demanda. También se tomó la información publicada por XM (administrador del mercado colombiano) entre los años 2013 y 2016, periodo dentro del cual se encuentran precios de bolsa significativamente elevados a partir del 20 de septiembre de 2015, dada la coyuntura presentada en el país debido al fuerte fenómeno del niño. Dentro de este trabajo se considera importante resaltar el análisis de programas de RD en los periodos de altos precios de bolsa debido a que la demanda tiende a buscar oportunidades financieras más favorables.

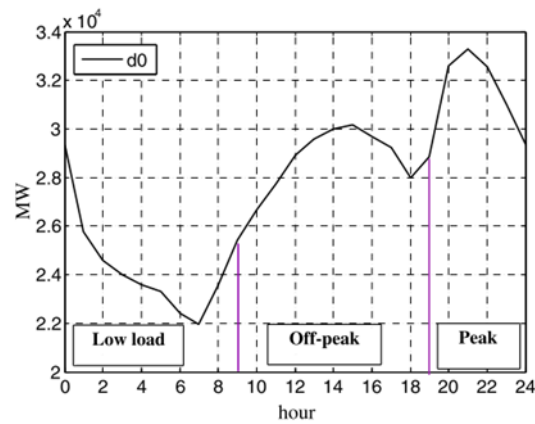
Adicionalmente, se requirió utilizar algunos supuestos para definir la elasticidad de la demanda colombiana. Como se mencionó al inicio, el mercado de electricidad de Colombia apenas está comenzando a aplicar los programas de RD, y en consecuencia, en el momento no existen valores de demanda bajo mecanismos de programas de RD que permitan tener un dato con incertidumbre cero de la elasticidad de la demanda colombiana. De igual manera, no hace parte de los objetivos de este trabajo encontrar los valores de las elasticidades; es por esto que se realiza una estimación de la elasticidad, partiendo del valor encontrado para la demanda en Colombia por Gutiérrez en su trabajo (Gutiérrez, 2011) y escalarlo de con la relación presentada para las elasticidades cruzadas del trabajo realizado por Aalami (Aalami, Moghadam & Yousefi, 2010a).

Tabla 2. Matriz de elasticidades (propias y cruzadas)

	<b>Horas de demanda baja</b>	<b>Horas de demanda media</b>	<b>Horas de demanda pico</b>
<b>Horas de demanda baja</b>	-0.067	0.0067	0.00804
<b>Horas de demanda media</b>	0.0067	-0.067	0.01072
<b>Horas de demanda pico</b>	0.00804	0.01072	-0.067

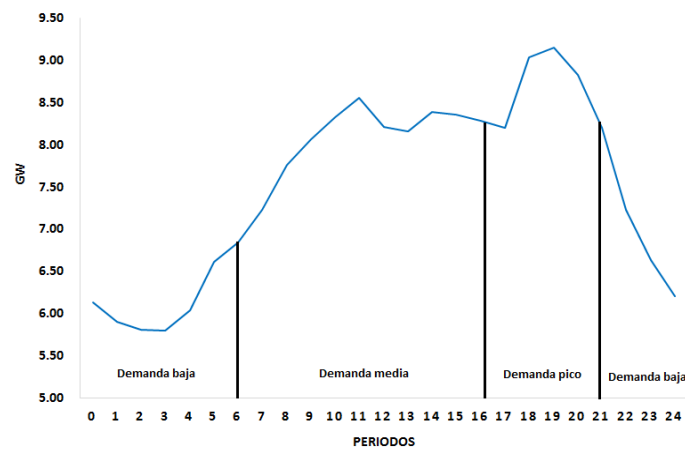
Adicionalmente se puede afirmar que el mercado iraní tiene una curva de demanda con un comportamiento similar al del mercado colombiano en cuanto a periodos picos y periodos valle de consumo; sin embargo, en cuanto a la cantidad de energía demandada el mercado de Irán supera considerablemente al mercado colombiano. En las figuras 3 y 4 se observa la curva de demanda para el mercado de Irán el día 28 de agosto de 2007 (martes) y la curva de demanda del mercado de Colombia para el día 16 de septiembre de 2014 (martes), respectivamente.

Figura 3. Curva de demanda de Irán



Fuente: Aalami, Moghadam & Yousefi (2010a).

Figura 4. Curva de demanda de Colombia



Para el caso de Irán las horas de baja demanda corresponden a los periodos comprendidos entre la hora 00:00 y 7:59, las horas de demanda media corresponde a los periodos comprendidos entre la hora 8:00 y 17:59, y las horas de demanda pico corresponde a los periodos comprendidos entre la hora 18:00 y 23:59; no obstante, para el caso de

Colombia se evidencia que la curva de demanda presenta un desfase horario con respecto a la curva de demanda del mercado de Irán (véanse figuras 3 y 4) para lo cual se definieron los periodos de demanda mostrados en la Tabla 3. En la matriz de elasticidades se observa que los valores de la diagonal corresponden a las elasticidades propias de la demanda en cada uno de los periodos de demanda, mientras que el resto de la matriz corresponde a las elasticidades cruzadas de la demanda.

Tabla 3. Periodos de demanda baja, media y alta del mercado colombiano

<b>Periodos</b>	<b>Horas</b>
De demanda baja	[22:00-6:00)
De demanda media	[6:00-16:00)
De demanda pico	[16:00-22:00)

Los supuestos particulares de los programas de RD que se van analizar se enunciarán en el respectivo análisis.

#### 4.3 Ajuste del modelo

De las simulaciones realizadas se encontró que el modelo no tiene contemplado escenarios con incentivos o penalidades muy altos que generen mayor respuesta por parte de la demanda; tal es el caso que el modelo arroja valores negativos de demanda lo cual en la realidad es una situación inviable. Lo anterior se solucionó agregando al modelo un valor piso que no permita que el valor de la demanda fuera negativo de la siguiente manera:

## Ecuación 2. Modelo económico modificado

$$d(i) = \text{MAX} \left[ 0; d_o(i) * \left\{ 1 + E(i, i) * \frac{p(i) - p_o(i) + A(i) + \text{pen}(i)}{p_o(i)} + \sum_{\substack{l=1 \\ l \neq j}}^{24} E(i, j) * \frac{p(j) - p_o(j) + A(j) + \text{pen}(j)}{p_o(j)} \right\} \right]$$

Del ajuste anterior, y para aplicar correctamente el modelo al caso colombiano, se hace necesario discriminar el porcentaje de participación de demanda regulada y no regulada con respecto a la demanda comercial nacional total. Esta información se plasma en la Tabla 4.

Teniendo en cuenta estos factores se procede a modificar el modelo de la siguiente manera

## Ecuación 3. Modelo económico modificado para programa de RD en condiciones críticas

$$d(i) = \text{MAX} \left[ 0; d_o(i) * \left\{ 1 + 0.325 * \left( E(i, i) * \frac{p(i) - p_o(i) + A(i) + \text{pen}(i)}{p_o(i)} + \sum_{\substack{l=1 \\ l \neq j}}^{24} E(i, j) * \frac{p(j) - p_o(j) + A(j) + \text{pen}(j)}{p_o(j)} \right) \right\} \right]$$

## Ecuación 4. Modelo económico modificado para programas de RD de ahorro voluntario

$$d(i) = \text{MAX} \left[ 0; d_o(i) * \left\{ 1 + 0.675 * \left( E(i, i) * \frac{p(i) - p_o(i) + A(i) + \text{pen}(i)}{p_o(i)} + \sum_{\substack{l=1 \\ l \neq j}}^{24} E(i, j) * \frac{p(j) - p_o(j) + A(j) + \text{pen}(j)}{p_o(j)} \right) \right\} \right]$$

Tabla 4. Demanda comercial nacional de enero de 2015 a enero de 2016

Fecha	Demanda	Demanda	Demanda	%	%
	comercial	comercial no	comercial	Participación	Participación
	nacional	regulada	regulada	demandas no	demandas
	[GWh]	[GWh]	[GWh]	reguladas	reguladas
Enero 2015	5,306.92	1,722.39	3,562.73	32.5%	67.1%
Febrero 2015	5,045.93	1,669.78	3,356.97	33.1%	66.5%
Marzo 2015	5,528.53	1,805.36	3,694.60	32.7%	66.8%
Abril 2015	5,275.44	1,672.25	3,577.72	31.7%	67.8%
Mayo 2015	5,620.47	1,824.03	3,771.31	32.5%	67.1%
Junio 2015	5,406.16	1,719.35	3,658.99	31.8%	67.7%
Julio 2015	5,663.55	1,799.68	3,832.89	31.8%	67.7%
Agosto 2015	5,686.39	1,779.53	3,879.98	31.3%	68.2%
Septiembre 2015	5,696.86	1,827.01	3,845.20	32.1%	67.5%
Octubre 2015	5,759.14	1,849.69	3,885.23	32.1%	67.5%
Noviembre 2015	5,435.57	1,736.97	3,667.92	32.0%	67.5%
Diciembre 2015	5,701.25	1,780.94	3,895.96	31.2%	68.3%
Enero 2016	5,582.31	1,766.64	3,795.11	31.6%	68.0%
<b>Promedio</b>				32.5%	67.5%



## 5. Análisis programas de Respuesta de la Demanda

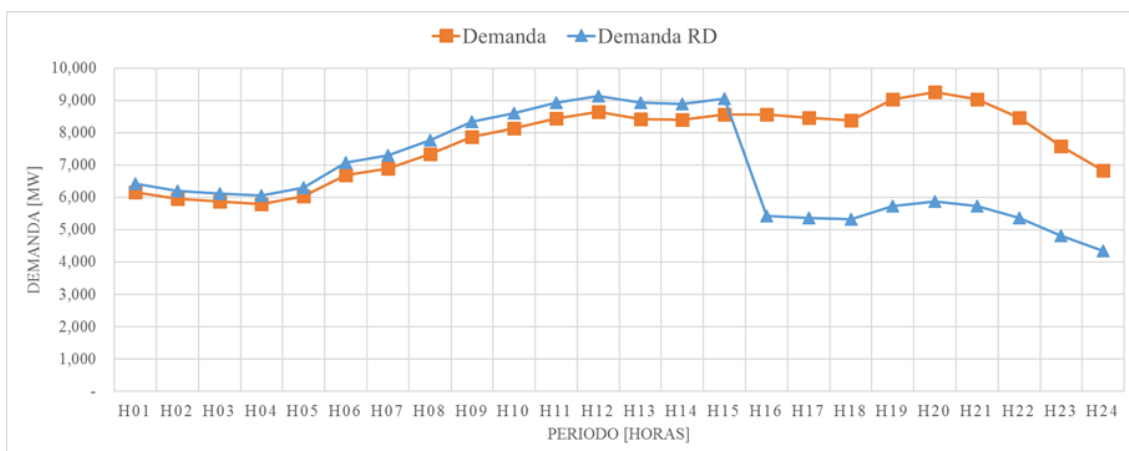
### 5.1 Análisis de los programas de RD del mercado colombiano mediante el modelo económico elegido

En este capítulo se propone un ejercicio numérico sobre los programas propuestos por la regulación vigente en Colombia utilizando el modelo económico planteado por Aalami en su trabajo (Aalami, Moghadam & Yousefi, 2010a) y corregido en el capítulo 5.

#### 5.1.1 Análisis del programa de ahorro voluntario (derogado)

Para poder aplicar el modelo económico se requiere identificar el valor del incentivo y de la penalidad, que según lo explicado en el numeral 3.2 de este programa de ahorro corresponde a 450 \$/kWh, tanto de incentivo como de penalidad. En la Figura 5 se observa cómo hubiera respondido la demanda ante un incentivo y una penalidad de los valores mencionados, tomando como referencia el día 25 de mayo de 2015 con un valor de precio de escasez de 330,27 \$/kWh.

Figura 5. RD del programa de ahorro voluntario (derogado)



Para este día mencionado el precio de bolsa superó el precio de escasez solamente en los periodos 19, 20, 21, 22; por dicha razón la disminución de la demanda se ve reflejada en las horas pico, no obstante, se recuerda que en este programa se podían presentar escenarios en los cuales el usuario no recibía completamente el incentivo, lo cual, en la práctica impediría que se reflejara un cambio de este tipo.

#### 5.1.2 Análisis de ahorro voluntario (vigente)

Para poder aplicar el modelo económico se requiere identificar el valor del incentivo y de la penalidad, que según lo explicado en el numeral 0 de este programa de ahorro corresponde al precio de la tarifa de usuario final, la cual, a su vez, es variable según el estrato socioeconómico de cada usuario. Por lo anterior, se tomó como referencia la tarifa residencial promedio del 2015 ponderada por la distribución de los usuarios por estrato, calculada por el economista Luis Guillermo Vélez (véase

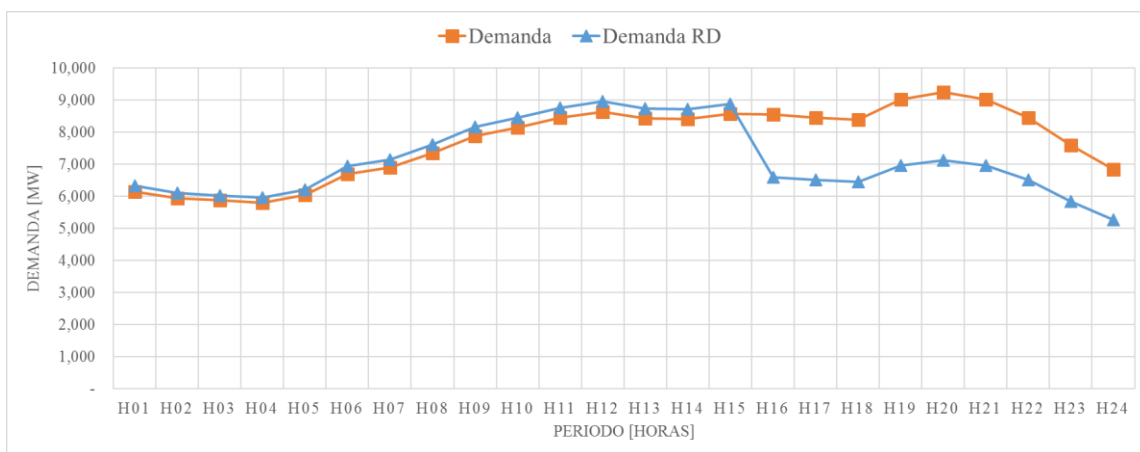
Tabla 5) en su trabajo “El precio de la electricidad en Colombia y comparación con referentes internacionales 2012-2015” (Álvarez, 2015), tanto de incentivo como de penalidad.

Tabla 5. Tarifa media residencial nacional

<b>Estratos residenciales</b>	<b>% CU</b>	<b>% Residencial</b>	<b>Tarifa media 2014</b>		<b>Tarifa media 2015</b>	
			<b>US\$cents/</b>		<b>US\$cents/</b>	
			<b>\$/kWh</b>	<b>kWh</b>	<b>\$/kWh</b>	<b>kWh</b>
Estrato 1	40	12.7	152.5	7.6	156.2	6.3
Estrato 2	50	34	190.6	9.5	195.3	7.9
Estrato 3	85	31.2	324.1	16.2	332	13.4
Estrato 4	100	13	381.3	19.1	390.6	15.8
Estrato 5	120	5.6	457.5	22.9	468.7	19
Estrato 6	120	3.5	457.5	22.9	468.7	19
Total residencial		100	276.5	13.8	283.2	11.5
CU nacional			381.3	19.1	390.6	15.8

En la Figura 6 se observa cómo hubiera respondido la demanda ante un incentivo y una penalidad de los valores mencionados, tomando como referencia el día 25 de mayo de 2015 con un valor de precio de escasez de 330,27 \$/kWh.

Figura 6. RD del programa de ahorro voluntario (vigente)



Al igual que el programa de ahorro anterior se presenta reducción por parte de los usuarios, pero en menor proporción debido a que el incentivo es menor.

### 5.1.3 Análisis del programa de RD en condiciones críticas

Se resalta de este programa descrito en el numeral 0 que a) no se disponen de penalizaciones por incumplimiento del compromiso de desconexión, b) como mínimo se remunera al usuario al precio ofertado, lo cual puede generar mayor atractivo para que los

usuarios participen del programa y c) sólo pueden participar usuarios que demandan grandes cantidades de energía o potencia. Como el precio de oferta de cada usuario depende del costo asociado a la desconexión, se debe realizar un análisis diferente para cada tipo de usuario, no obstante el modelo económico no contempla casos particulares de tarifas, sino que evalúa el comportamiento de toda la demanda del mercado en general. Para aplicar este caso al modelo propuesto habría que conocer la curva de demanda de cada usuario y la elasticidad del mismo, y realizar el análisis para cada usuario, lo cual no hace parte de los objetivos de este trabajo. No obstante, para simular el comportamiento de la demanda con el modelo se tomará el siguiente escenario como un caso general para todo el mercado:

- Se supone un mismo precio de oferta por desconexión de la demanda. Como este precio depende de los costos incurridos por la desconexión de cada usuario se asumirá que solamente las desconexiones presentadas serán realizadas por usuarios que no paran sus procesos de producción, sino que utilizan pequeñas plantas de generación de respaldo para no tener que consumir energía de la red. En este caso el único costo en el que se incurre corresponde al costo del combustible de la planta de respaldo.

Como el único costo en el que incurren los usuarios es el precio del combustible de las plantas, se tomará como precio de oferta el precio promedio de los combustibles líquidos en \$/kWh mostrado en la Tabla 6, para lo cual se tomó la información publicada por el administrador del mercado.

Tabla 6. Precio promedio de combustibles líquidos en \$/kWh

Mes	Precio promedio
	de combustible líquidos \$/kWh
Junio 2015	838,653
Julio 2015	852,332
Agosto 2015	857,973
Septiembre 2015	758,278
Octubre 2015	511,954
Noviembre 2015	513,587
Diciembre 2015	564,053
Enero 2016	551,416
Febrero 2016	510,477
Marzo 2016	448,671
Abril 2016	412,926
<b>Promedio</b>	<b>620,029</b>

- Como el programa de RD reconoce la desconexión como mínimo al precio de oferta, el incentivo de este programa corresponderá el definido en la Ecuación 5 (esto se presenta siempre y cuando el usuario es elegido en el despacho como un recurso para desconectar demanda)

Ecuación 5. Incentivo del programa de RD

$$Incentivo\ RD = \max[P_{ofe}; (PB - P_e)]$$

Donde:

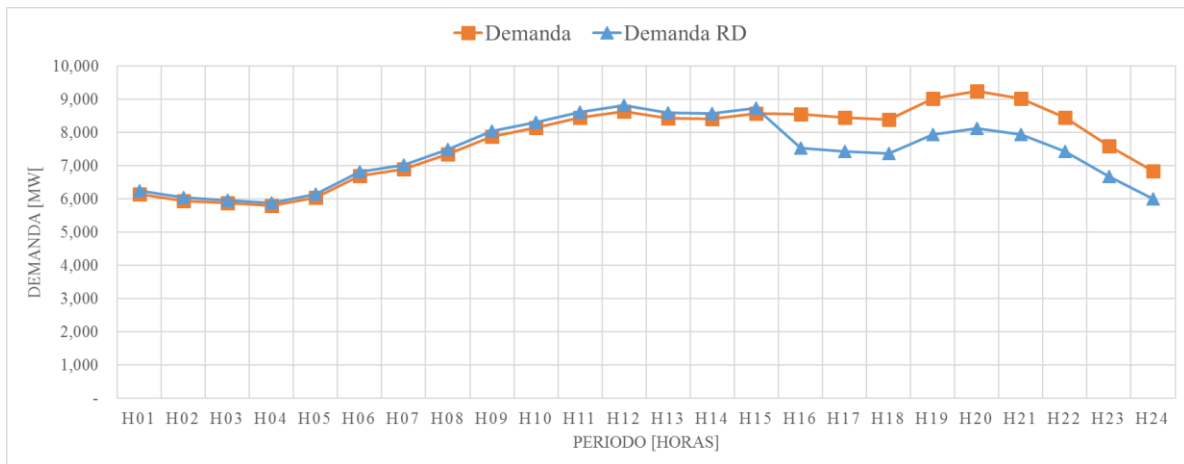
$P_{ofe}$ : Precio de oferta del usuario que participa en el programa RD en \$/kWh.

$P_B$ : Precio de bolsa de la energía en \$/kWh.

$P_e$ : Precio de escasez en \$/kWh.

Con base en lo anterior, para el día 17 de mayo de 2015 (domingo), el comportamiento de la demanda bajo el programa de RD tendría el comportamiento mostrado en la Figura 7.

Figura 7. RD del programa de RD en condiciones críticas



## 5.2 Propuesta de nuevos programas de RD

La regulación del mercado eléctrico colombiano contiene una cantidad considerable de ecuaciones condicionadas que dificultan la tropicalización de los programas de RD, tal es el caso que no todos los programas mencionados en el marco de actuación pueden aplicarse a dicho mercado; se deben de construir programas híbridos que cumplan con el reglamento actual y que no pierdan el sentido de lo que realmente se desea lograr, ya sea desde la parte operativa del sistema como también desde la parte económica del mercado.

Dado que el objetivo de este trabajo se orienta a identificar el impacto de los programas de RD en Colombia desde una perspectiva financiera para incentivar la implementación de los mismos, y no en elaborar un programa de RD entrando en detalle en la regulación e incurriendo en la actividad del regulador, se seleccionan algunos de los programas identificados en la literatura como los más pertinentes. Se realizaron algunos supuestos de las tarifas a las cuales podría ser remunerada la RD o a las cuales se liquidarían las penalizaciones e incentivos, de manera que todos los supuestos se acerquen razonablemente a lo que podría ser en realidad un programa de RD en Colombia implementado por el regulador.

Se resalta que en este trabajo se pretende mostrar un ejercicio académico de la que podría ser una aplicación real de los programas de Respuesta de la Demanda. No pretende, bajo ningún escenario, hacer una representación detallada de la regulación vigente.

### 5.2.1 Programas basados en precio TOU, RTP y CPP



A continuación, se aplican los programas TOU, RTP y CPP al modelo propuesto para el día 8 de junio de 2015. En estos programas se intervienen los precios, abaratándolos en periodos valle y encareciéndolos en periodos pico, de manera que se incentive a los usuarios finales a consumir en los periodos valle y a no hacerlo en los picos en los que el precio de la energía es mayor. Es muy importante que el usuario final tenga señales de precio que le permitan modificar su perfil de consumo. Los resultados de la aplicación se pueden observar en la

Figura 8.

Además, se calcularon algunos indicadores típicos para el análisis de los impactos de la aplicación de programas de Respuesta de la Demanda. Estos indicadores son:

- La reducción del pico. Calculado como la diferencia entre el registro de máxima demanda en el día en el escenario base respecto al presentado aplicando los PRD.
- El ahorro de energía. Calculado como la sumatoria de las diferencias del consumo horario entre el escenario base y el escenario aplicando los PRD.
- El factor de carga. Calculado como el cociente del promedio del día sobre el registro de máxima demanda presentado.

- La diferencia pico a valle. Calculado como la diferencia entre el mínimo registro de demanda presentado en el día con respecto al máximo presentado.

Estos resultados se pueden observar en la

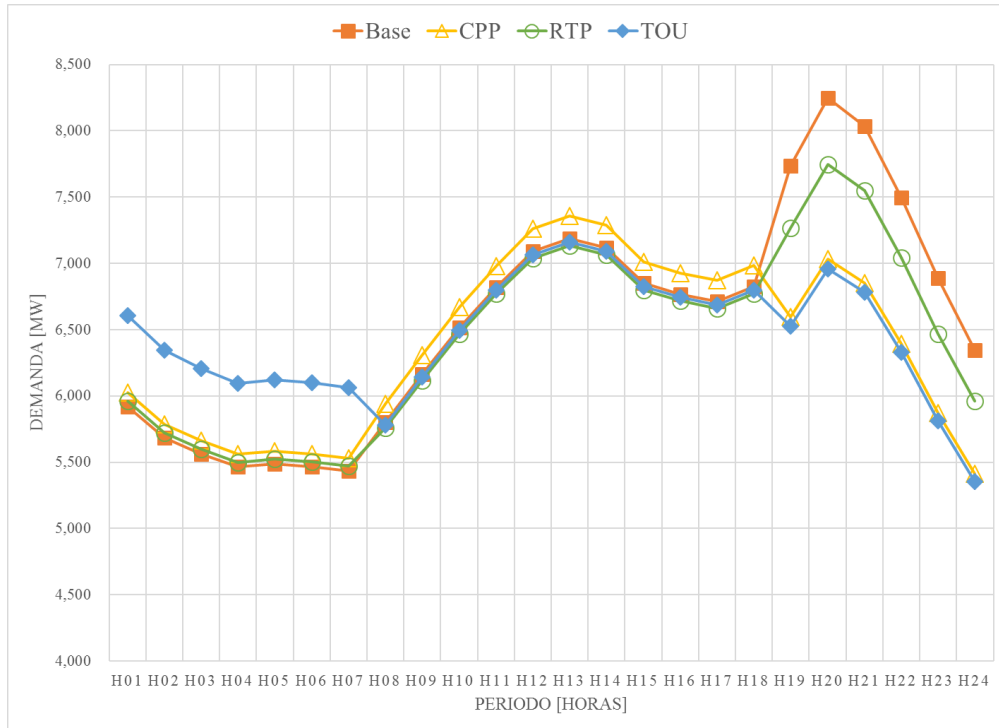


Tabla 7.

Figura 8. Escenarios de aplicación de programas de RD basados en precio

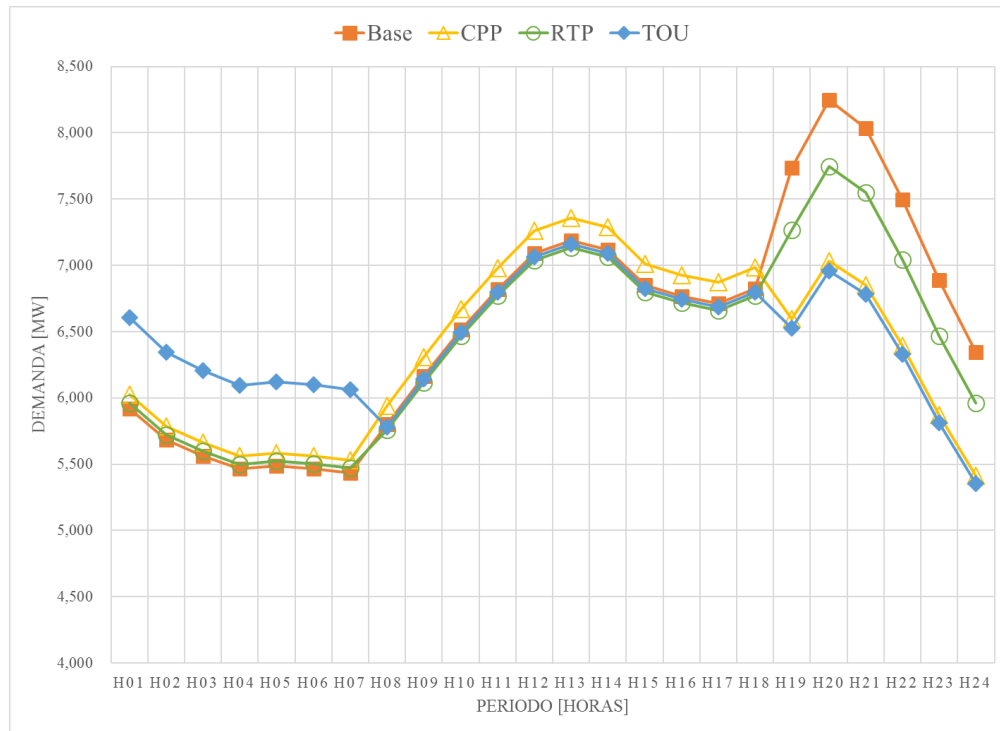


Tabla 7. Resultados de la aplicación de los programas de RD basados en precio

	Base	TOU	CPP	RTP
Reducción de pico				
MW	-	1,083,922.63	888,705.66	499,873.87
Ahorro de energía				
MWh	-	113,724.95	173,327.35	125,339.30
Factor de Carga	0.80	0.90	0.87	0.83
Pico a Valle MW	2,815.17	1,807.55	1,947.17	2,278.92

A continuación se describen los escenarios planteados.

Escenario 1. Base: corresponde a la curva de demanda inicial sin ningún programa de Respuesta de la Demanda implementado.

Escenario 2. TOU: en este escenario el operador del sistema o el regulador determinan el precio que tendrá la energía para cada uno de los tres escenarios posibles (de demanda baja, de demanda media, de demanda pico) correspondientes a los descritos anteriormente en la Tabla 3. Se puede observar que los usuarios finales responden a los precios en los periodos determinados, trasladando gran cantidad de la demanda del pico al periodo donde el precio es más bajo. Se logra una reducción de pico del orden de 1MW y una mejora sustancial en el factor de carga en el día.

Escenario 3. CPP: en este escenario el operador de sistema o el regulador aumenta abruptamente el precio de la energía en el periodo de pico. Se puede observar que los usuarios finales responden a los precios en el periodo de pico, dejando de consumir casi en la misma medida que en el programa TOU. Se logra una reducción de pico del orden de los 880 kW.

Escenario 4. RTP: en este escenario a los usuarios se les brinda señales de precio en tiempo real; el usuario final podrá decidir si desconectarse o consumir dependiendo de su promedio y perfil de consumo. Se puede observar que los usuarios finales responden a los precios de una menor manera a los anteriores programas, quizás debido a la complejidad del programa además del hecho de tener que estar al tanto del precio de la energía siempre que se vaya a decidir en qué utilizar la energía. Se logra una reducción de pico del orden de los 500 kW.

Se plantea un proceso de priorización de los programas de acuerdo con los roles de la empresa prestadora del servicio (Utility), operador del sistema y cliente. Para esto se procede a normalizar los valores obtenidos para las variables reducción de pico, ahorro de energía y factor de carga. A continuación se presentan los resultados.

Tabla 8. Matriz normalizada de indicadores de impacto de PRD basados en precio

	TOU	CPP	RTP
Reducción de pico			
MW	0.4384	0.3594	0.2022
Ahorro de energía			
MWh	0.2758	0.4203	0.3039
Factor de carga	0.3463	0.3340	0.3196

El siguiente paso de la metodología es asignar un peso específico de acuerdo con los intereses de los diferentes tipos de rol anteriormente enumerados.

Para la utility el factor de carga es de mayor importancia debido a que un perfil de carga más uniforme le permite prestar el servicio con mayor facilidad y programar inversiones de una manera más óptima. El operador del sistema es el encargado de velar por la seguridad y confiabilidad del sistema, por lo tanto fija su atención tanto en la reducción del pico como en el factor de carga. El usuario final, enfocado en su consumo y en la remuneración que percibe por su reducción en la demanda, se centrará en el ahorro de energía. A continuación se presentan los pesos asignados para ponderar los resultados anteriores.

Tabla 9. Pesos ponderados por actor del mercado eléctrico

	Caso utility	Caso operador de sistema	Caso usuario final
Reducción de pico MW	0.10	0.40	0.10
Ahorro de energía MWh	0.10	0.10	0.70
Factor de carga	0.80	0.50	0.20

Posteriormente, se presentan los resultados obtenidos al ponderar los indicadores normalizados.

Tabla 10. Resultados priorización de PRD basados en precio

	TOU	CPP	RTP
Caso utility			
Resultados	0.365817	0.344693	0.289490
Priorización	1	2	3
Caso operador del sistema			
Resultados	0.3761	0.3528	0.2711
Priorización	1	2	3
Caso usuario final			
Resultados	0.307219	0.402542	0.290240
Priorización	2	1	3

A continuación se presentan los resultados anteriores de manera gráfica.

Figura 9. Resultados priorización de programas de RD basados en precio según utility

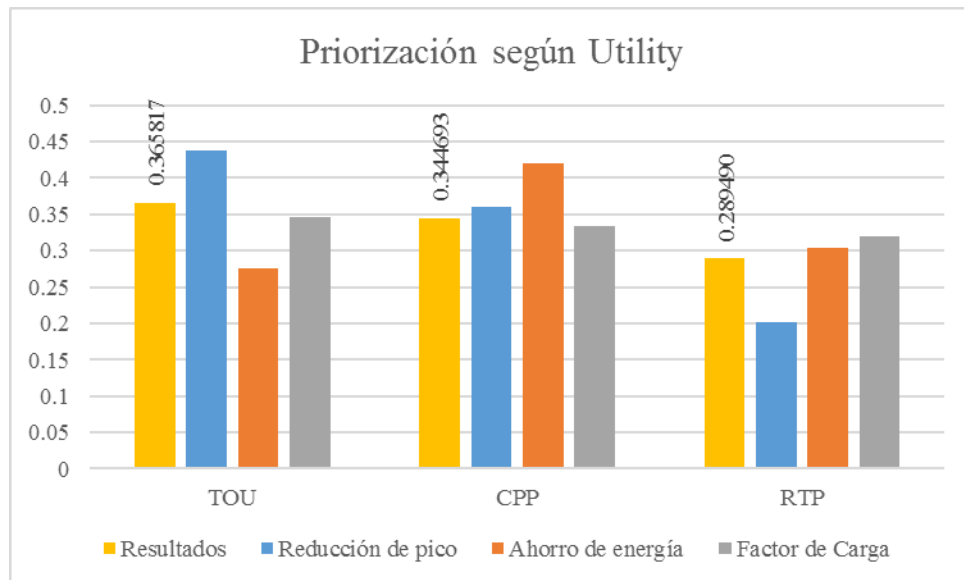


Figura 10. Resultados priorización de programas de RD basados en precio según operador del sistema

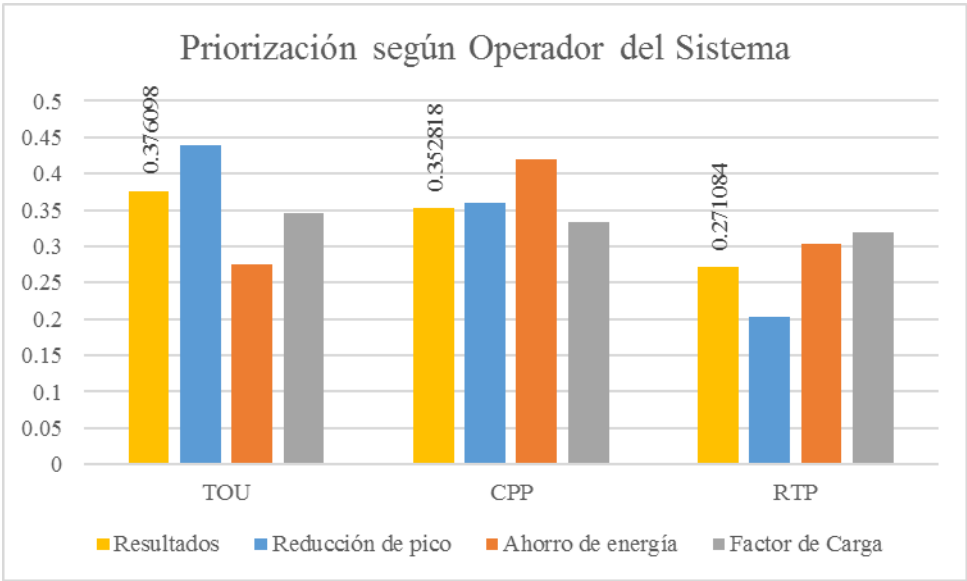
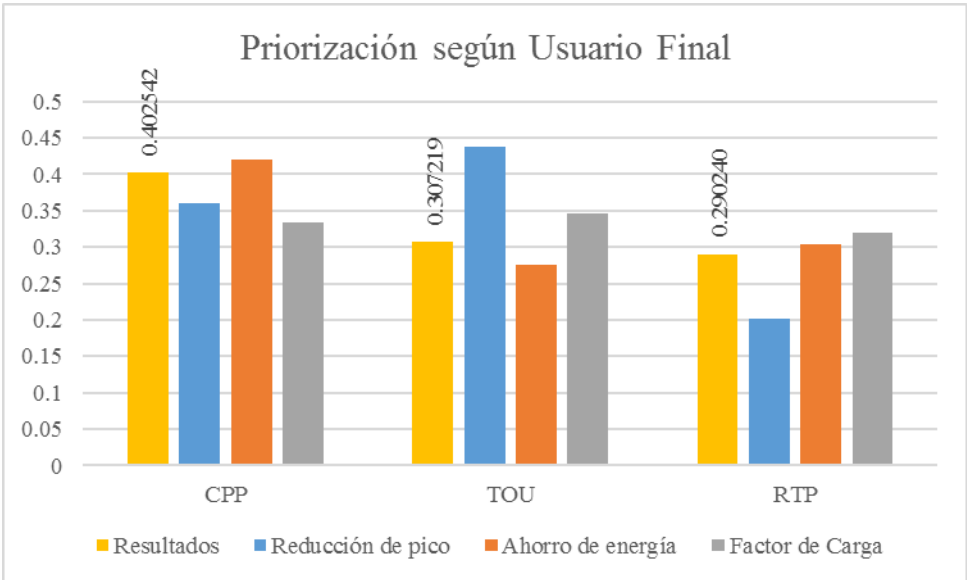


Figura 11. Resultados priorización de programas de RD basados en precio según usuario final





Para este tipo de PRD tanto el operador del sistema como las utilities preferirán implementar un programa de Time Of Use (TOU) debido a que se puede corregir de una manera significativa el factor de carga y el pico máximo siempre y cuando se fijen adecuadamente los precios que incentiven a los usuarios a participar del programa, permitiendo aplanar la curva de demanda, además de ser uno de los programas relativamente más sencillos de implementar tanto regulatoria como operativamente. Por otro lado, los usuarios finales participarían en mayor medida en un programa como el CPP por el hecho de que la magnitud del precio en los periodos de alta demanda hace casi mandatoria la desconexión en estos periodos presentándose así un mayor ahorro de energía.

#### 5.2.2 Programas basados en incentivo I/C y CAP

A continuación, se aplican los programas I/C y CAP al modelo propuesto para el día 8 de junio de 2015. En estos programas los usuarios se comprometen ante el operador del sistema a desconectarse en el momento en que se requiera o realiza ofertas para su desconexión. El operador es el encargado de incentivar y penalizar el cumplimiento y no cumplimiento de los compromisos adquiridos por parte de los usuarios. Se puede observar en la Figura 12 la aplicación de diversos escenarios en los que se varía el incentivo y las penalidades de manera que se pueda analizar la sensibilidad del modelo ante estas variables de entrada.

Figura 12. Escenarios de aplicación de PRD basados en incentivo

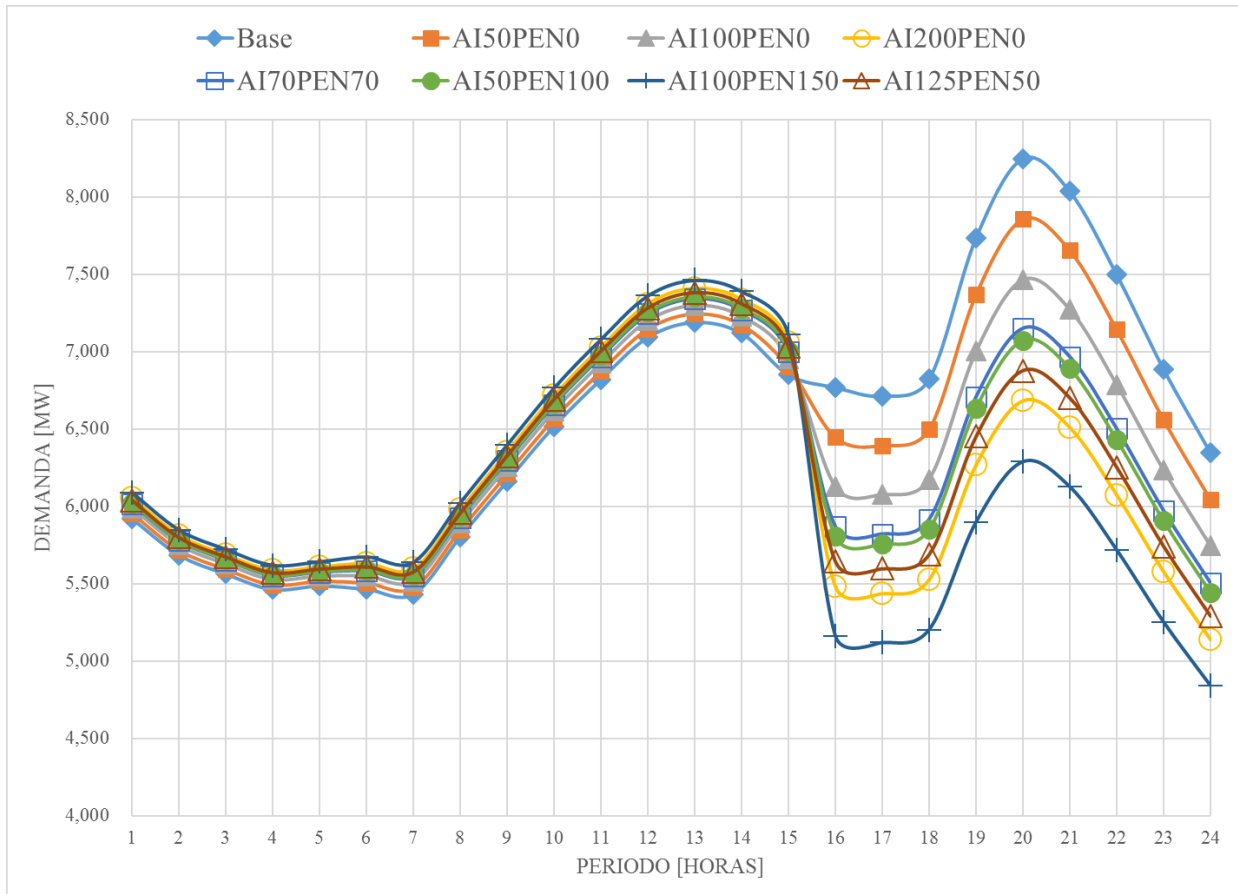


Tabla 11. Resultados de la aplicación de los programas de RD basados en incentivo

	Base	AI50PEN0	AI100PEN	AI200PEN	AI70PEN7	AI50PEN1	AI100PEN	AI125PEN5
			0	0	0	00	150	0
Reducción de pico MW	391,469.14	782,938.28	839,696.21	905,214.85	894,295.08	785,097.35	866,995.64	391,469.14
Ahorro de energía MWh	101,587.22	203,174.44	406,348.88	284,444.22	304,761.66	507,936.10	355,555.27	101,587.22
Factor de carga	0.82	0.85	0.83	0.86	0.85	0.81	0.84	0.82
Pico a Valle MW	2,382.46	1,949.73	2,266.56	1,839.59	1,910.75	2,622.37	2,088.65	2,382.46

Se analizaron ocho escenarios para determinar los impactos de los incentivos y las penalidades en la disposición de los usuarios de reducir su demanda.

Escenario 1. Base: corresponde a la curva de demanda inicial sin ningún programa de Respuesta de la Demanda implementado.

Escenario 2. Incentivo 50 \$/ kWh – Penalidad 0 \$/ kWh: en este escenario los usuarios finales son incentivados a desconectarse mientras que no son castigados o penalizados si no lo hacen. Se logra una reducción del 4.75% del pico de demanda.

Escenario 3. Incentivo 100 \$/ kWh – Penalidad 0 \$/ kWh: en este escenario se otorga un incentivo mayor a los usuarios finales para desconectarse sin ser penalizados si no lo hacen. Se puede observar que al aumentar el incentivo se logra una reducción del pico mayor que en el Escenario 2, reportando una reducción del 9.49%.

Escenario 4. Incentivo 200 \$/ kWh – Penalidad 0 \$/kWh: en este escenario se otorga un incentivo muy alto a los usuarios finales para desconectarse sin ser penalizados si no lo hacen. Se puede observar que al otorgar incentivo muy alto los usuarios tienden a desconectarse por el hecho de percibir estos ingresos, pero, de igual manera, tienden a suplir esta desconexión desplazándose a otros periodos del día; es por esto que no se logra una reducción del pico mayor tan alta como en el Escenario 3, reportando una reducción del 10.18%.

Escenario 5. Incentivo 70 \$/ kWh – Penalidad 70 \$/ kWh: en este escenario se introduce la penalidad para los usuarios que no cumplan con sus compromisos de reducción de demanda. Se puede observar cómo se logra una reducción del pico 10.98% aún mayor que la del escenario 4 y comparable con lo logrado en el escenario 3 sólo por el hecho de obligar a los usuarios a cumplir sus compromisos con las penalidades.

Escenario 6. Incentivo 50 \$/ kWh – Penalidad 100 \$/ kWh: en este escenario al aumentar la penalidad al doble del incentivo no se logra la misma reducción del pico del escenario 5, la disminución se explica ya que al haber ese tipo de penalidades menos usuarios finales optan por prestar sus servicios de desconexión.

Escenario 7. Incentivo 100 \$/ kWh – Penalidad 150 \$/ kWh al igual que se pudo observar en el escenario 4, al aumentar el incentivo y la penalidad a valores extremos, los usuarios tienden a desplazar sus consumos a otros periodos para acogerse al periodo de desconexión ya sea por recibir el incentivo o por no percibir la penalidad.

Escenario 8. Incentivo 125 \$/ kWh – Penalidad 50 \$/ kWh En este escenario la penalidad es una proporción menor del incentivo, se logra una reducción aceptable del

pico, reportando 10.51% en este caso el incentivo es suficiente para lograr que los usuarios asuman compromisos de desconexión, aunque esto signifique exponerse a las penalidades.

Se plantea un proceso de priorización de los programas de acuerdo con los roles de utility, operador del sistema y cliente. Para esto se procede a normalizar los valores obtenidos para las variables reducción de pico, ahorro de energía y factor de carga. A continuación se presentan los resultados.

Tabla 12. Matriz normalizada de indicadores de impacto de PRD basados en incentivo

	AI50/ PEN0	AI100/ PEN0	AI200/ PEN0	AI70/ PEN70	AI50/ PEN100	AI100/ PEN150	AI125/ PEN50
Reducción							
de pico	0.0716	0.1432	0.1536	0.1656	0.1636	0.1436	0.1586
MW							
Ahorro de							
energía	0.0469	0.0939	0.1878	0.1315	0.1408	0.2347	0.1643
MWh							
Factor de							
carga	0.1402	0.1453	0.1417	0.1458	0.1451	0.1384	0.1434

Siguiendo el procedimiento descrito en el numeral 5.2.1, para la priorización de los programas y usando los mismos pesos por actor de la Tabla 9, se obtienen los siguientes resultados.

Tabla 13. Resultados priorización de PRD basados en incentivo

	AI50/ PEN0	AI100/ PEN0	AI200/ PEN0	AI70/ PEN70	AI50/ PEN100	AI100/ PEN150	AI125/ PEN50
<hr/>							
Caso utility							
Resultados	0.124056	0.139943	0.147522	0.146362	0.146552	0.148533	0.147032
Priorización	7	6	2	5	4	1	3
Caso operador del sistema							
Resultados	0.103468	0.139331	0.151094	0.152302	0.152098	0.150114	0.151593
Priorización	7	6	4	1	2	5	3
Caso usuario final							
Resultados	0.068076	0.109109	0.175163	0.137744	0.143980	0.206357	0.159570
Priorización	7	6	2	5	4	1	3
<hr/>							

A continuación se presentan los resultados de manera gráfica.

Figura 13. Resultados priorización de Programas de RD basados en incentivo según utility

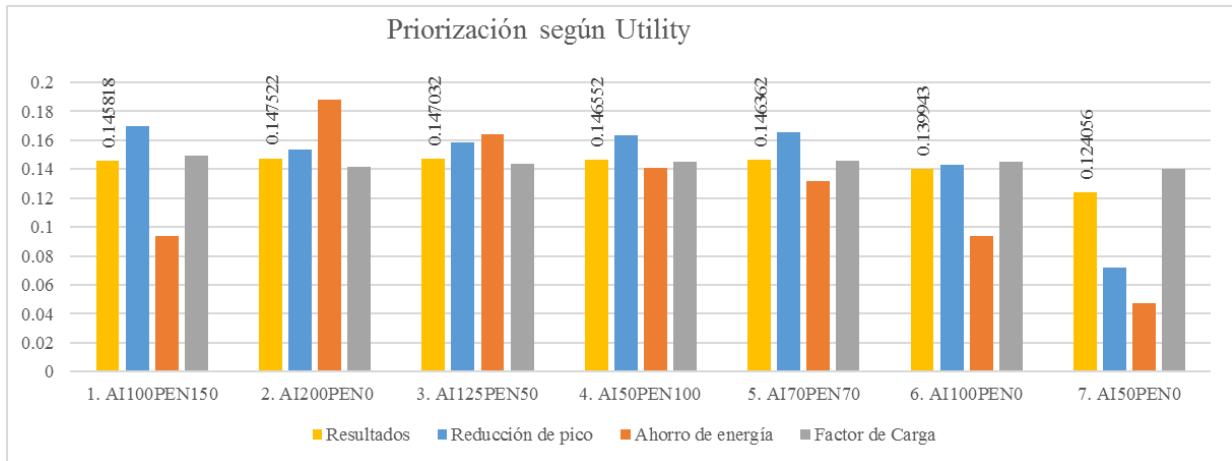


Figura 14. Resultados priorización de programas de RD basados en incentivo según operador del sistema

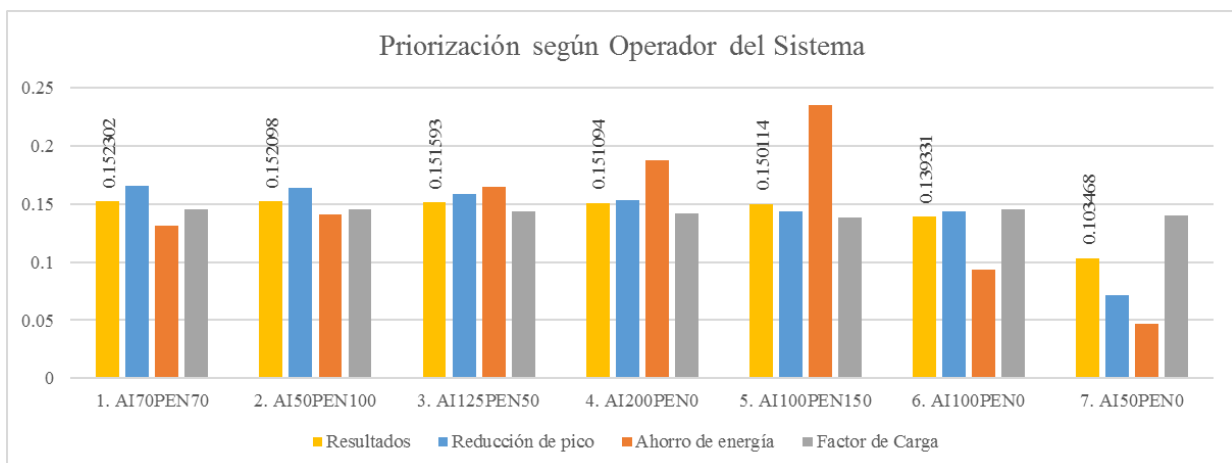
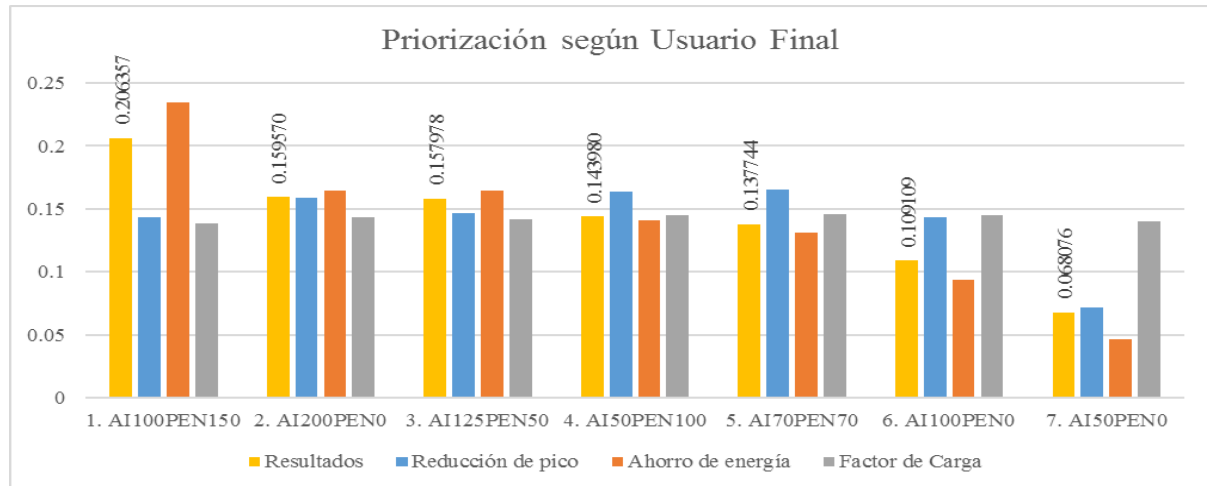


Figura 15. Resultados priorización de programas de RD basados en incentivo según usuario final



Para este tipo de programas de RD el operador del sistema opta porque el cambio en la curva de demanda no sea abrupto y así no tener movimientos súbitos de la demanda y un mejor factor de potencia; en cuanto a la característica del programa que garantice este comportamiento, se observa que se recomienda un incentivo y una penalización moderados (Incentivo 70\$/kW, penalidad 70\$/kW) de manera que el usuario se vea remunerado y comprometido con el cumplimiento de lo pactado en el programa de RD debido a que el usuario final en presencia de un programa con penalidad tiende a participar en mayor medida debido al cargo extra que esta le representaría. En cuanto la utility y el usuario final se opta por aquellos que representen una reducción mayor del pico de demanda, que le representa una postergación de inversiones en infraestructura a la utility y un ahorro de energía al usuario final, en este caso corresponde al programa con incentivo 100\$/kW y penalidad 150\$/kW; cabe resaltar que los usuarios finales serían reactivos a asumir una penalidad tan alta por lo que en su naturaleza el programa que mejor acogería es el de



mayor incentivo y menor penalidad que corresponde al segundo resultante del proceso de priorización (Incentivo 200\$/kW, penalidad 0\$/kW).

## 6. Diseño de instrumento financiero aplicado al programa de Respuesta de la Demanda en Colombia

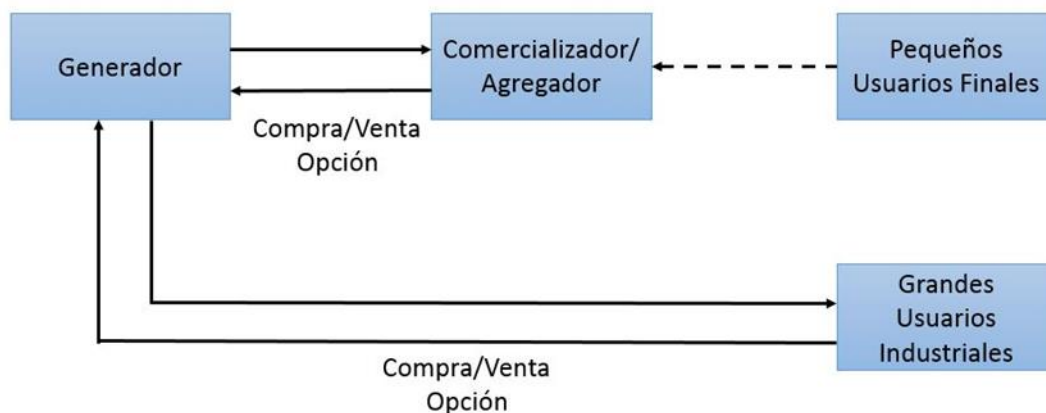
Llevado a cabo el análisis del modelo propuesto para estimar los impactos de la DR en Colombia, se propone diseñar un instrumento que permita la comercialización del producto y que satisfaga las necesidades de las dos puntas del mercado.

### 6.1 Definición

El instrumento propuesto consiste en un contrato efectuado entre un cliente industrial o usuario final (representado por un comercializador) y un generador. El instrumento es diseñado con el objetivo de a) incentivar a los usuarios a participar en el programa de RD, b) brindar alternativas de cobertura para los generadores ante eventos de escasez, especialmente si tienen compromisos de OEF, y c) ofrecer un producto estándar que garantice su liquidez en un mercado organizado de acuerdo con el esquema referenciado en la

Figura 16.

Figura 16. Esquema de contratación



Se propone una opción de compra (call) que representa una posición larga para el generador y una posición corta para el usuario. El activo subyacente a partir del cual se encuentra diseñada la opción es la energía eléctrica y el precio de ejercicio estará dado por el precio de escasez. Cuando el precio del activo subyacente supera el precio de ejercicio se cumple que: a) financieramente el usuario final debe responder con el compromiso pactado, b) se activa el programa de RD del mercado colombiano y c) se inicia un periodo de escasez en el cual se verifica el cumplimiento de las obligaciones de energía firme a los generadores.

Considerando lo anterior, el incentivo que genera la opción propuesta, es que ante la ocurrencia de este evento, los generadores pueden cubrir financieramente el cumplimiento de las Obligaciones de Energía Firme y los comercializadores además de percibir el ingreso de la prima, pueden cubrir el pago que tienen que transferir a los generadores participando simultáneamente en el programa de RD realizando la desconexión real de la energía pactada en el contrato. Siguiendo este racional económico,

se plantea una opción en la que el generador pague una prima al usuario para que en condiciones en las que el precio de la energía supere el precio de escasez, reciba a cambio el producto de la diferencia entre el precio del subyacente y el precio de ejercicio por la energía contratada en la opción. Este compromiso genera un incentivo al usuario para que participe en el programa de RD, y que a través de la remuneración por las desconexiones reales de energía pueda subsanar el pago que tiene que transferirle al generador cuando se ejecute la opción. El diagrama de rentabilidad para el generador y para el usuario es presentado en las figuras 17 y 18, respectivamente

Figura 17. Función de rentabilidad del generador

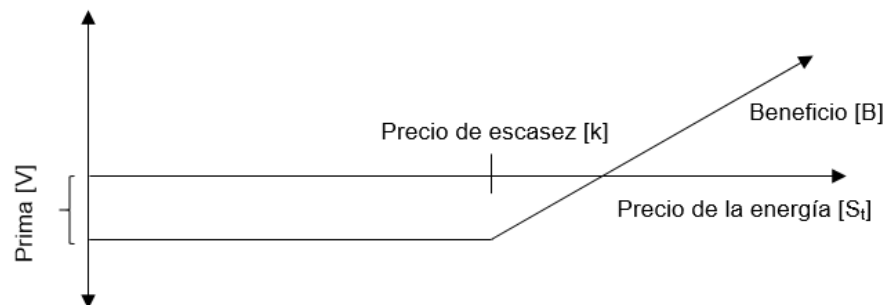
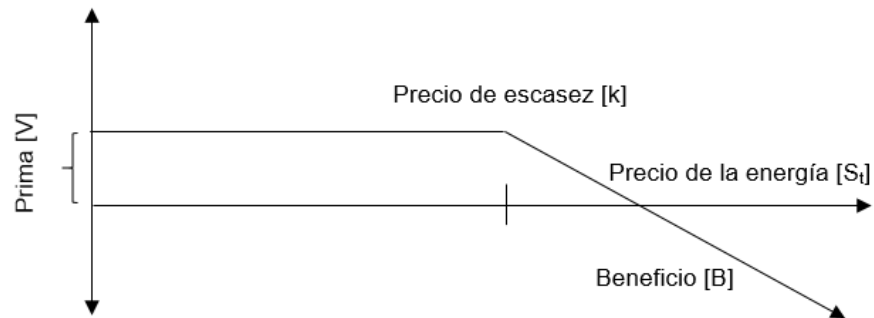


Figura 18. Función de rentabilidad del usuario



La función de beneficio del generador y del usuario se encuentra descritas por la Ecuación 6 y la Ecuación 7 respectivamente.

Ecuación 6. Beneficio del generador

$$B(S_t | k, V) = -V + \max(0, S_t - k)$$

Ecuación 7. Beneficio del usuario

$$B(S_t | k, V) = V - \max(0, S_t - k)$$

Donde:

- $B(S_t | k, V)$ : Función de beneficio en \$/kWh.
- $V$ : Prima de la opción en \$/kWh.
- $S_t$ : Precio del subyacente. Para este caso es el precio de bolsa nacional de la energía eléctrica \$/kWh.
- $k$ : Precio ejercicio. Para este caso precio de escasez \$/kWh.

La opción presentada corresponde a una opción financiera que puede ser transada en un mercado centralizado; sin embargo, como esta opción está construida como un incentivo de participación en un programa de RD, implica adicionalmente unas características

operativas del mercado, por lo cual, la opción propuesta no sólo debe ser catalogada como una opción financiera neta, sino como una combinación entre un instrumento derivado real y financiero. Real debido a que requiere una coordinación estricta con la operación del sistema eléctrico para garantizar la fluida ejecución y beneficio de la contraparte, y financiera debido a que no se exige estrictamente la existencia de una desconexión real y porque representa un contrato financiero de transferencia de beneficio a cambio de una prima.

Si se presentan los siguientes escenarios: a) el generador ejerce la opción, b) el usuario se encuentra participando del programa de RD y es elegido en el despacho para desconectar la demanda por una cantidad de energía igual a la pactada en la opción; el usuario podría estar viendo reflejado un beneficio diferente al planteado en la Ecuación 7 en caso de que salga despachado. La Ecuación 8 define el beneficio que obtiene el usuario si se presenta la condición anterior.

Ecuación 8. Beneficio del usuario que participa en el programa de RD

$$B(S_t | k, V) = V - \max(0, S_t - k) + \max[(S_t - k); Pofe]$$

Donde:

- *Pofe*: Precio de oferta del usuario en \$/kWh por la desconexión de la energía pactada en la opción.

Analizando la Ecuación 8 se identifica que el usuario puede realizar una cobertura del compromiso de la opción al participar del programa de RD, dejando como beneficio mínimamente el valor de la prima, teniendo en cuenta que el valor máximo de la tercera componente de la Ecuación 8 sea la diferencia entre el precio de la energía y el precio de escasez. En caso tal de que el valor de la tercera componente de la Ecuación 8 corresponda al precio de oferta, el valor del beneficio corresponderá a un valor mayor. La Ecuación 9 representa el beneficio mínimo que perciben los usuarios si participan en el programa de RD.

Ecuación 9. Mínimo beneficio del usuario que participa en el programa de RD

$$B(S_t | k, V) = V - (S_t - k) + (S_t - k) = V$$

De acuerdo a la Ecuación 9, el beneficio del usuario corresponde al valor de la prima recibida, debido a que el dinero que el usuario debe pagar al generador por el ejercicio de la opción, se puede recaudar con la participación del usuario en el programa de RD. En el caso anterior, el usuario sólo tendría que trasladar dicho ingreso al generador por haber ejecutado la opción.

La opción tendrá una vigencia de un mes, se firma el primero de cada mes, que a su vez coincide con la aplicación del precio de escasez (precio de ejercicio) que estará vigente hasta la fecha de vencimiento de la opción. La opción no puede ser definida como una opción americana, ni europea, pues la primera considera un conjunto infinito de posibles momentos de ejercicio hasta la fecha de vencimiento y la segunda considera un único

momento de ejercicio, que en este caso sería al final del mes. Por tanto, estaríamos ante una opción Bermuda (véase

Figura 19) que considera un conjunto finito de momentos de ejercicio, que para la opción propuesta sería cada una de las horas del mes en las cuales se aplicaría el diagrama de rentabilidad de las figuras 17 y 18. Sin embargo, una opción Bermuda, por definición, puede ser ejercida una única vez. En la opción propuesta, el derecho de ejercicio puede ser ejecutado un número finito de veces menor o igual al número de horas en un mes (momentos de ejercicio). Por estas características la opción puede ser considerada perteneciente a la familia de opciones *swing* (véase Figura 20).

Figura 19. Opción call bermuda

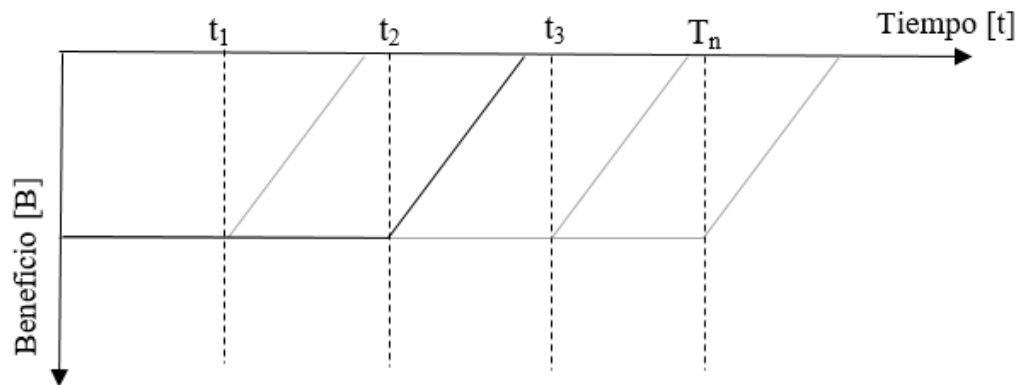
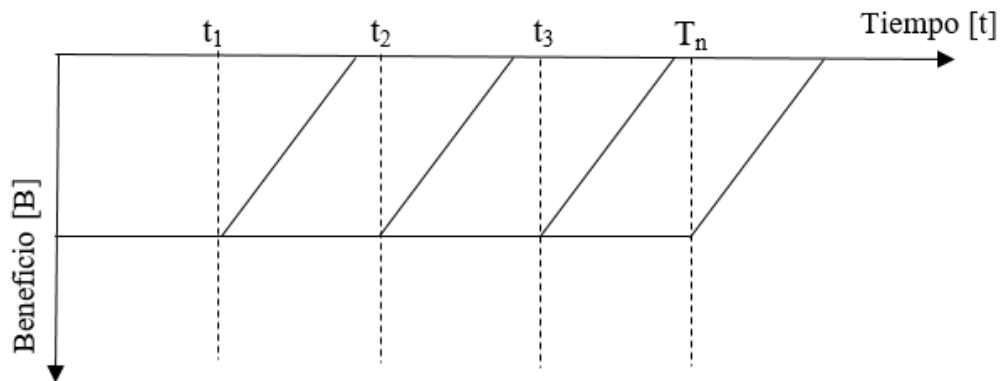




Figura 20. Opción call swing



Un número finito de derechos de ejercicio, menor o igual al número de posibles momentos de ejercicio, cumple la función de a) acotar la pérdida del usuario ante eventos extremos, b) no comprometer el proceso productivo (para usuarios industriales) por un periodo ilimitado de tiempo y 3) reconocer las diferencias en términos de disponibilidad de participación en el programa de RD de los diferentes usuarios con el fin de no desincentivar su intervención.

Con el objetivo de propiciar la liquidez de este instrumento se deben simplificar al máximo sus características (o variables de decisión de las partes), por esta razón el volumen de venta de la opción siempre se pactará por 1 MWh y se transarán paquetes de opciones, múltiplos de la cantidad propuesta. Así mismo, por simplicidad, el número de derechos de ejercicio debe estar dado como un porcentaje del número de horas en el mes (momentos posibles de ejercicio).

Como la característica fundamental de la opción exótica propuesta es que esta puede ser ejecutada un número finito de veces durante un lapso de tiempo, el beneficio de la

opción ya no correspondería a un único valor, sino a la sumatoria de los beneficios para cada momento en que se ejecute la opción. Por lo anterior, las ecuaciones correspondientes a los beneficios del usuario y el generador se definen de la siguiente manera:

Ecuación 10. Beneficio del generador de la opción exótica

$$B(S_t | k, V) = -V + \sum_0^N \max(0, S_t - k)$$

$N = \text{round}(n * m)^+ \therefore \text{round}(\cdot)^+$  es función redondear positivo con 0 decimales

Donde:

- $N$ : Número de derechos de ejercicio de la opción.
- $m$ : momentos de ejercicio; como el precio de bolsa es horario, corresponde a todas las horas del periodo de vigencia de la opción.
- $n$ : porcentaje de derecho de ejercicio, es decir el porcentaje de momentos en que puede ejecutarse la opción.  $n \in [0,1]$

Ecuación 11. Beneficio del usuario por la opción exótica

$$B(S_t | k, V) = V - \sum_0^N \max(0, S_t - k)$$

$N = \text{round}(n * m)^+ \therefore \text{round}(\cdot)^+$  es función redondear positivo con 0 decimales

Ecuación 12. Beneficio del usuario por la opción exótica y que participa en el programa de RD

$$B(S_t | k, V) = V - \sum_0^N \max(0, S_t - k) + \sum_0^{NPE} \max[(S_t - k); Pofe]$$

$N = \text{round}(n * m)^+ \therefore \text{round}(\cdot)^+$  es función redondear positivo con 0 decimales

Donde:

- $NPE$ : Número de periodos en los cuales el precio de bolsa supera el precio de escasez.

## 6.2 Definición formal del instrumento derivado

Se dedica esta sección, exclusivamente, para realizar la definición formal de la opción propuesta.

La opción para el mes  $m$  está definida por las siguientes características:

- Activo subyacente: energía eléctrica.
- Precio del activo subyacente:  $S_t \therefore$  Precio en bolsa de la energía

- Momento de firma y valoración de contrato: hora 0, día 1 del mes  $m$
- Periodo de vigencia:  $[1, \dots, 24 * nd_m], nd_m \therefore$  *Número de días del mes  $m$*
- Momentos de ejercicio:  $\{1, \dots, 24 * nd_m\}$
- Porcentaje de derechos de ejercicio:  $n \in [0,1]$
- Número de derechos de ejercicio:  $round(n * 24 * nd_m)^+ \therefore$   
 *$round(\cdot)^+$  es función redondear positivo con 0 decimales*
- Precio de ejercicio:  $k_m \therefore$  *precio de escasez vigente para el mes  $m$*
- Volumen de energía pactado: 1 *MWh*

La nomenclatura de esta opción está dada por:  $ORD_m^n$

### 6.3 Valoración

Al tratarse de una opción exótica (véase Figura 20) los métodos de valoración de instrumentos derivados convencionales no son aplicables. Así mismo, con el fin de considerar la naturaleza estocástica del precio en bolsa, se propone la valoración de la opción por medio de la simulación Monte Carlo.

Sea  $S_t$  el proceso estocástico del precio de la energía con  $t = 0, 1, \dots, T$  (notar que  $t$  es un conjunto finito y discreto de resolución horaria) y  $k$  el precio de escasez conocido y constante. La prima  $V$  estará dada por la Ecuación 13:

Ecuación 13. Prima de la opción (a)

$$V = T * P(S_t > k) * E[S_t - k | S_t > k]$$

Equivalente a la Ecuación 14:

Ecuación 14. Prima de la opción (b)

$$V = T * E[\bar{S}_t] \therefore \bar{S}_t = \begin{cases} S_t - k, & S_t \geq k \\ 0, & S_t < k \end{cases}$$

Las ecuaciones 13 y 14 son un caso particular e igualan los derechos de ejercicio a todos los posibles momentos de ejercicio. Sin embargo, en la simulación se tienen en cuenta las variaciones de este parámetro.

Para la valoración se propone simular, a partir de un modelo estocástico, un número estadísticamente significativo de series del precio de bolsa con resolución intradiaria y calcular para cada valor  $S_t$  su transformación  $\bar{S}_t$  (acotando el número de derechos de ejercicio al parámetro dado), el valor de la opción será el promedio de todas las simulaciones de la suma de la serie  $\bar{S}_t$ .

### 6.3.1 Modelo estocástico del precio en bolsa

Para lograr una valoración ajustada a la realidad del mercado, y partiendo de la metodología de valoración propuesta (Monte Carlo), se hace necesario un modelo estocástico del precio en bolsa con resolución intra-diaria. El modelo utilizado en los casos de valoración presentados toma como referencia el modelo estocástico del precio en bolsa colombiano propuesto por Simón Pérez en la sección 2.3 del documento “Metodología para la valoración de proyectos de generación eléctrica en Colombia vía opciones reales” (Pérez, 2015); dicho modelo parte del conocimiento a priori de un pronóstico de la media mensual del precio de bolsa (pronóstico que puede ser realizado a través de herramientas de estimación energética más acertadas i.e. SDDP (Pereira & Pinto, 1988) o modelos

hidrológicos) y lleva el precio mensual pronosticado a una sucesión de precios intradiarios con tres bloques de precio por cada día. Los tres bloques corresponden a los periodos de baja, media y alta demanda. El modelo estocástico propuesto es un modelo de reversión a la media con volatilidad GARCH cuyo ajuste es realizado con datos desde enero de 2000 a junio de 2014 disponibles en XM (“Portal BI”, 2016). Es importante aclarar que la técnica de valoración puede hacer uso de otros modelos de precio de bolsa que cumplan con las condiciones necesarias.

### 6.3.2 Precio de escasez

Según la resolución CREG 071 de 2006, el precio de escasez se encuentra definido como “Valor definido por la CREG y actualizado mensualmente que determina el nivel del precio de bolsa a partir del cual se hacen exigibles las Obligaciones de Energía Firme, y constituye el precio máximo al que se remunera esta energía” (resolución CREG 071 de 2006, 2006). Adicionalmente, la misma resolución mencionada indica que el precio de escasez es calculado antes de que comience el mes para el cual aplique.

Tal como lo representan la Ecuación 13 y la Ecuación 14, para la valoración es necesario pronosticar el precio de escasez, sin embargo teniendo en cuenta la vigencia de la opción (1 mes natural) y el momento de valoración propuesto (hora 0 del mes) se garantiza que el precio de escasez (precio de ejercicio) es el mismo, es público y conocido para todo el periodo.

#### 6.4 Análisis de resultados bajo escenarios del mercado

Con el fin de analizar el comportamiento del mecanismo en diferentes escenarios se realiza una valoración de la opción para algunos meses pasados en los cuales el precio de bolsa presentó diferentes compartimientos. Se parte del supuesto de que no se conocen los precios de bolsa al momento de realizar la valoración, por lo que se debe valorar la opción con el modelo estocástico del precio de bolsa propuesto en la sección 6.3.1, como se estableció dicho modelo requiere de un pronóstico del precio de bolsa del mes, tal valor será obtenido del pronóstico de precio publicado por el operador del sistema. Con este ejercicio se pretende identificar el beneficio generado por la opción si este mecanismo financiero se hubiera aplicado en los meses evaluados y contrastarlo con el valor de prima pagado por el generador. Se proponen seis escenarios a evaluar, los cuales se analizan a continuación.

Es importante resaltar el monto de dinero (en pesos colombianos) que han tenido que pagar los generadores cuando se han presentado condiciones críticas por incumplimientos de Obligaciones de Energía Firme (véase

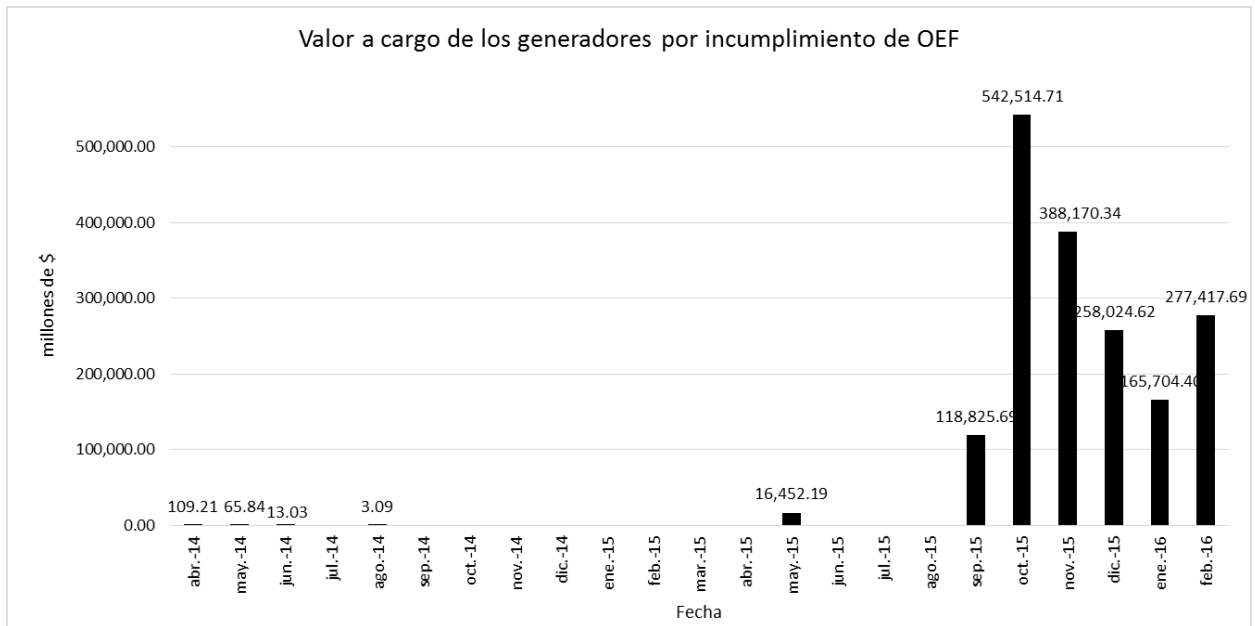
Tabla 14. ). Estos montos serán objeto de comparación para determinar cuánto dinero se ahorran las empresas de generación si la opción propuesta hubiese sido contratada.

Tabla 14. Monto en pesos por incumplimiento de OEF

Fecha	Valor a cargo de los generadores
	por incumplimiento de OEF
	[millones de \$]
Abril 2014	109.21
Mayo 2014	65.84
Junio 2014	13.03
Agosto 2014	3.09
Mayo 2015	16,452.19
Septiembre 2015	118,825.69
Octubre 2015	542,514.71
Noviembre 2015	388,170.34
Diciembre 2015	258,024.62
Enero 2016	165,704.40
Febrero 2016	277,417.69
<b>Total</b>	<b>1,767,300.81</b>



Figura 21. Valor a cargo de los generadores por incumplimiento de OEF



#### 6.4.1 Caso 1: agosto de 2015

El primer escenario a evaluar corresponde a la valoración de la opción de un mes en el que el precio de bolsa no superó en ninguna hora el precio de escasez. Se elige el mes de agosto de 2015 porque corresponde al mes previo al inicio de la alza en los precios bolsa debido a la crisis del ENSO (por sus siglas en inglés El Niño Southern Oscillation) presentado en el año 2015.

Los datos de entrada para realizar la valoración de la opción por medio de la simulación Monte Carlo bajo el modelo estocástico de precio de bolsa son:

- Precio de escasez de agosto de 2015: 359.0108 \$/kWh

- Media del precio de bolsa pronosticado de agosto de 2015: 183.71 \$/kWh
- Último precio de bolsa disponible (promedio 31 de julio de 2015): 163,018 \$/kWh
- Disponibilidad del usuario de número de desconexiones: 100%
- Número de iteraciones de la simulación: 10,000

La valoración por el método de simulación Monte Carlo arroja un valor de la opción de 13,940 \$ por MWh contratado para el mes de agosto de 2015.

Como se indicó al inicio, en este mes el precio de bolsa no superó en ningún momento del precio de escasez, por lo que finalmente no se ejecutaría en ningún momento la opción. El beneficio del generador y del usuario corresponde al resultado de aplicar la Ecuación 10 y la Ecuación 11 respectivamente.

Ecuación 15. Beneficio del generador por la opción exótica para el mes de agosto de 2015

$$B(S_t | k, V) = -13,940 + 0 = -13,940 \text{ $/MWh}$$

Ecuación 16. Beneficio del usuario por la opción exótica para el mes de agosto de 2015

$$B(S_t | k, V) = 13,940 - 0 = 13,940 \text{ $/MWh}$$

Para diferentes cantidades contratadas el beneficio en pesos (\$) colombianos corresponde al mostrado en la .

Tabla 15.

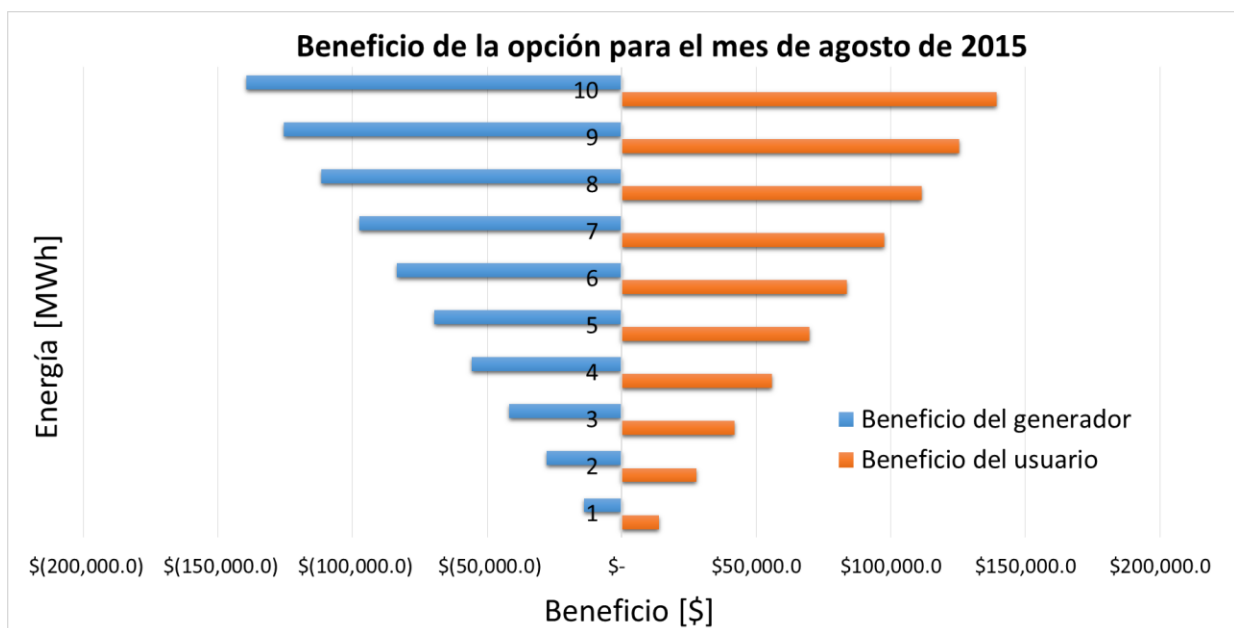
Tabla 15. Beneficio para diferentes cantidades de energía en el mes de agosto de 2015

<b>Energía</b>	<b>Beneficio del generador</b>	<b>Beneficio del usuario</b>
<b>[MWh]</b>	<b>[\$]</b>	<b>[\$]</b>
1	\$ (13,940.0)	\$ 13,940.0
2	\$ (27,880.0)	\$ 27,880.0
3	\$ (41,820.0)	\$ 41,820.0
4	\$ (55,760.0)	\$ 55,760.0
5	\$ (69,700.0)	\$ 69,700.0
6	\$ (83,640.0)	\$ 83,640.0
7	\$ (97,580.0)	\$ 97,580.0
8	\$ (111,520.0)	\$ 111,520.0
9	\$ (125,460.0)	\$ 125,460.0
10	\$ (139,400.0)	\$ 139,400.0

Teniendo en cuenta los resultados obtenidos bajo este escenario, se puede afirmar que el valor de la prima en la que incurre el generador bajo un escenario de poca criticidad hace parte de los costos que está dispuesto asumir el generador para cubrir su riesgo. En casos similares a estos se recomienda que cada empresa de generación analice el margen de su riesgo bajo algunos supuestos, que permitan decidir en qué momento podrían adquirir la opción. La

Figura 22 representa la gráfica donde se aprecia tanto el beneficio del generador como el del comercializador por la cantidad de energía contratada.

Figura 22. Beneficios de la opción para el mes de agosto de 2015



#### 6.4.2 Caso 2: mayo de 2014

En este caso se tiene un escenario en el que se valora la opción para un mes en el cual a) el precio de bolsa haya superado para algunas horas el precio de escasez y b) los precios de bolsa del mes previo a la valoración se encontraran superando el precio de escasez. Para este caso se toma el mes de mayo de 2014. En este mes el precio de bolsa superó el precio de escasez en cinco días (31 periodos en total).

Los datos de entrada para realizar la valoración de la opción por medio de la simulación Monte Carlo bajo el modelo estocástico de precio de bolsa son:

- Precio de escasez del mes de mayo de 2014: 466,347 \$/kWh
- Media del precio de bolsa pronosticado de mayo de 2014: 381.98 \$/kWh
- Último precio de bolsa disponible (promedio 30 de abril de 2014): 461.2428 \$/kWh
- Disponibilidad del usuario de número de desconexiones: 100%
- Número de iteraciones de la simulación: 10,000

La valoración por el método de simulación Monte Carlo arroja un valor de la opción de 4,037,700 \$ por MWh contratado para el mes de mayo de 2014.

Como se indicó al inicio, en este mes el precio de bolsa superó en 31 periodos el precio de escasez, por lo que la opción se ejecutaría 31 ocasiones. El beneficio del generador y el usuario corresponde al resultado de aplicar la Ecuación 10 y la Ecuación 11 respectivamente.

Ecuación 17. Beneficio del generador por la opción exótica para el mes de mayo de 2014

$$B(S_t|k, V) = -4,037,700 + 55,235.5 = -3,982,465 \$/MWh$$

Ecuación 18. Beneficio del usuario por la opción exótica para el mes de mayo de 2014

$$B(S_t|k, V) = 4,037,700 - 55,235.5 = 3,982,465 \$/MWh$$

El resultado de evaluar la Ecuación 12 indica el beneficio del usuario en caso tal de que hubiese participado del programa de RD suponiendo un precio de oferta igual a 853,098 \$/kWh para todos los días del mes (véase Ecuación 19). Este precio corresponde al precio promedio de combustibles líquidos para el mes analizado según información del administrador del mercado mayorista (portal BI). El resultado de evaluar la Ecuación 12 para usuarios que hayan presentado precios de oferta menores o iguales a la diferencia entre precio de bolsa y el precio de escasez, correspondería al beneficio del usuario presentado en la Ecuación 20.

Ecuación 19. Beneficio del usuario por la opción exótica y que participa en el programa de RD para el mes de mayo de 2014 (a)

$$B(S_t|k, V) = 4,037,700 - 55,235.5 + 26,446,038 = 30,428,503 \$/MWh$$

Ecuación 20. Beneficio del usuario por la opción exótica y que participa en el programa de RD para el mes de mayo de 2014 (b)

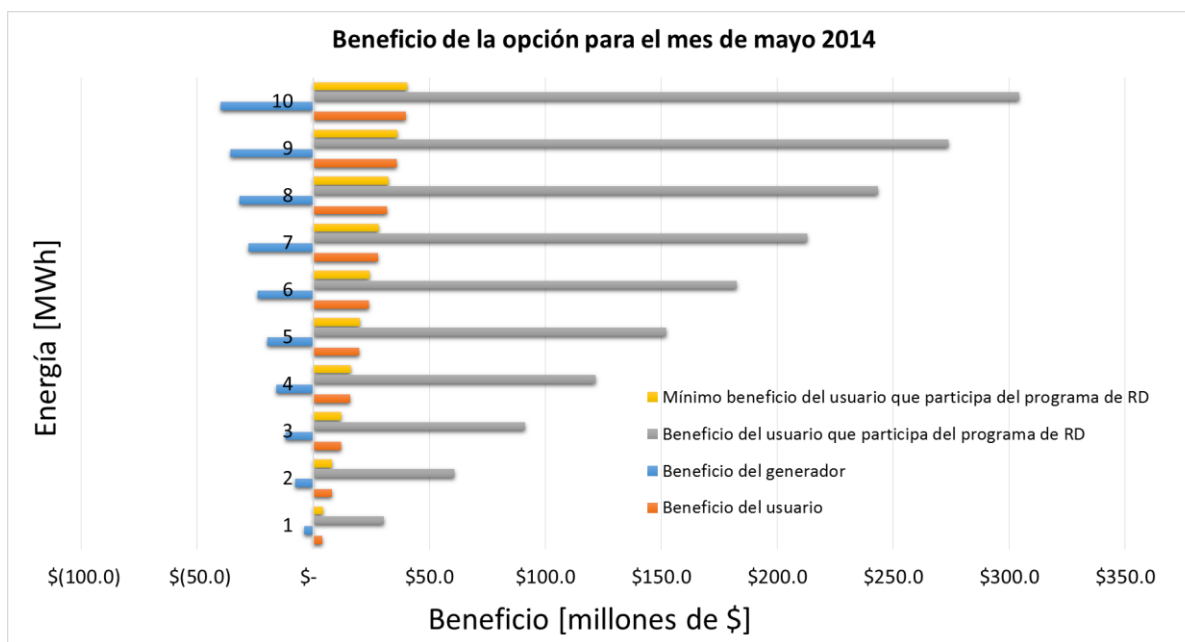
$$B(S_t | k, V) = 4,037,700 - 55,235.5 + 55,235.5 = 4,037,700 \text{ \$/MWh}$$

Para diferentes cantidades contratadas el beneficio en pesos (\$) colombianos corresponde al mostrado en la Tabla 16.

Tabla 16. Beneficio para diferentes cantidades de energía en el mes de mayo de 2014

<b>Energía [MWh]</b>	<b>Beneficio del generador [\$]</b>	<b>Beneficio del usuario [\$]</b>	<b>Beneficio del usuario que participa del programa de RD [\$]</b>	<b>Mínimo beneficio del usuario que participa del programa de RD [\$]</b>
1	\$ (3,982,465)	\$ 3,982,465	\$ 30,428,503	\$ 4,037,700
2	\$ (7,964,929)	\$ 7,964,929	\$ 60,857,005	\$ 8,075,400
3	\$ (11,947,394)	\$ 11,947,394	\$ 91,285,508	\$ 12,113,100
4	\$ (15,929,858)	\$ 15,929,858	\$ 121,714,010	\$ 16,150,800
5	\$ (19,912,323)	\$ 19,912,323	\$ 152,142,513	\$ 20,188,500
6	\$ (23,894,787)	\$ 23,894,787	\$ 182,571,015	\$ 24,226,200
7	\$ (27,877,252)	\$ 27,877,252	\$ 212,999,518	\$ 28,263,900
8	\$ (31,859,716)	\$ 31,859,716	\$ 243,428,020	\$ 32,301,600
9	\$ (35,842,181)	\$ 35,842,181	\$ 273,856,523	\$ 36,339,300
10	\$ (39,824,645)	\$ 39,824,645	\$ 304,285,025	\$ 40,377,000

Figura 23. Beneficios de la opción para el mes de mayo de 2014

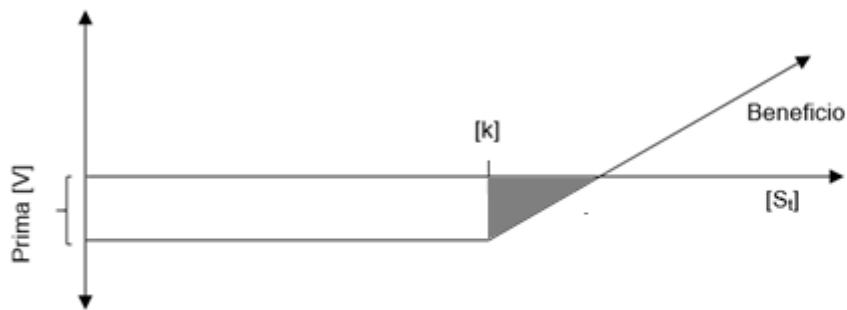


De acuerdo a los resultados obtenidos en la y en la Tabla 16 y la Figura 23, se observa que el usuario debe pagar un valor de 55,235.5 \$/MWh; sin embargo, este valor no supera el precio de la prima recibida por la opción, por lo que al realizar el balance entre el valor pagado y el valor recibido el usuario obtiene un valor a favor de 3,982,465 \$/MWh mientras que el generador obtiene un valor a cargo por el mismo valor. Esta situación se presenta porque a) durante el mes de abril de 2014 los precios de bolsa venían superando a final de mes el precio de escasez, lo cual implicó que se encareciera el valor de la opción y b) porque se esperaba que el precio de bolsa superara en más periodos el precio de escasez. La Figura 24 corresponde a un diagrama representativo del beneficio obtenido



durante todo el mes del generador. La zona sombreada indica la ubicación del beneficio del generador para el mes de mayo de 2014.

Figura 24. Diagrama representativo del beneficio del generador para todo el mes de mayo de 2014



Adicionalmente, se resalta que si el usuario se encuentra simultáneamente participando del programa de RD el beneficio percibido es superior al beneficio obtenido inicialmente, recibiendo como mínimo un valor a favor equivalente al valor de la prima, tal como se definió en el Ecuación 9.

#### 6.4.3 Caso 3: junio de 2014

En este caso se tiene un escenario en el que se valora la opción para un mes en el cual a) el precio de bolsa haya superado para algunas horas el precio de escasez y b) los precios de bolsa del mes previo a la valoración se encontraran inferiores al precio de escasez. Para este caso se toma el mes de junio de 2014. En este mes el precio de bolsa superó el precio de escasez en seis días (34 periodos en total).

Los datos de entrada para realizar la valoración de la opción por medio de la simulación Monte Carlo bajo el modelo estocástico de precio de bolsa son:

- Precio de escasez del mes de junio de 2014: 473.7087 \$/kWh
- Media del precio de bolsa pronosticado de junio de 2014: 334.87 \$/kWh
- Último precio de bolsa disponible (promedio 31 de mayo de 2014): 452.5691 \$/kWh
- Disponibilidad del usuario de número de desconexiones: 100%
- Número de iteraciones de la simulación: 10,000

La valoración por el método de simulación Monte Carlo arroja un valor de la opción de 1,884,500 \$ por MWh contratado para el mes de junio de 2014.

Como se indicó al inicio, en este mes el precio de bolsa superó en 34 periodos el precio de escasez, por lo que la opción se ejecutaría 34 ocasiones. El beneficio del generador y el usuario corresponde al resultado de aplicar la Ecuación 10 y la Ecuación 11 respectivamente.

Ecuación 21. Beneficio del generador por la opción exótica para el mes de junio de 2014

$$B(S_t | k, V) = -1,884,500 + 6,957.72 = -1,877,542.28 \text{ $/MWh}$$

Ecuación 22. Beneficio del usuario por la opción exótica para el mes de junio de 2014

$$B(S_t | k, V) = 1,884,500 - 6,957.72 = 1,877,542.28 \$/MWh$$

El resultado de evaluar la Ecuación 12 indica el beneficio del usuario en caso tal de que hubiese participando del programa de RD suponiendo un precio de oferta igual a 954,067 \$/kWh para todos los días de mes (véase Ecuación 23). Este precio corresponde al precio promedio de combustibles líquidos para el mes analizado según información del administrador del mercado mayorista (portal BI). El resultado de evaluar la Ecuación 12 para usuarios que hayan presentado precios de oferta menores o iguales a la diferencia entre precio de bolsa y el precio de escasez, correspondería al beneficio del usuario presentado en la Ecuación 24.

Ecuación 23. Beneficio del usuario por la opción exótica y que participa en el programa de RD para el mes de junio de 2014 (a)

$$B(S_t | k, V) = 1,884,500 - 6,957.72 + 32,438,285 = 34,315,827.28 \$/MWh$$

Ecuación 24. Beneficio del usuario por la opción exótica y que participa en el programa de RD para el mes de junio de 2014 (b)

$$B(S_t | k, V) = 1,884,500 - 6,957.72 + 6,957.72 = 1,884,500 \$/MWh$$

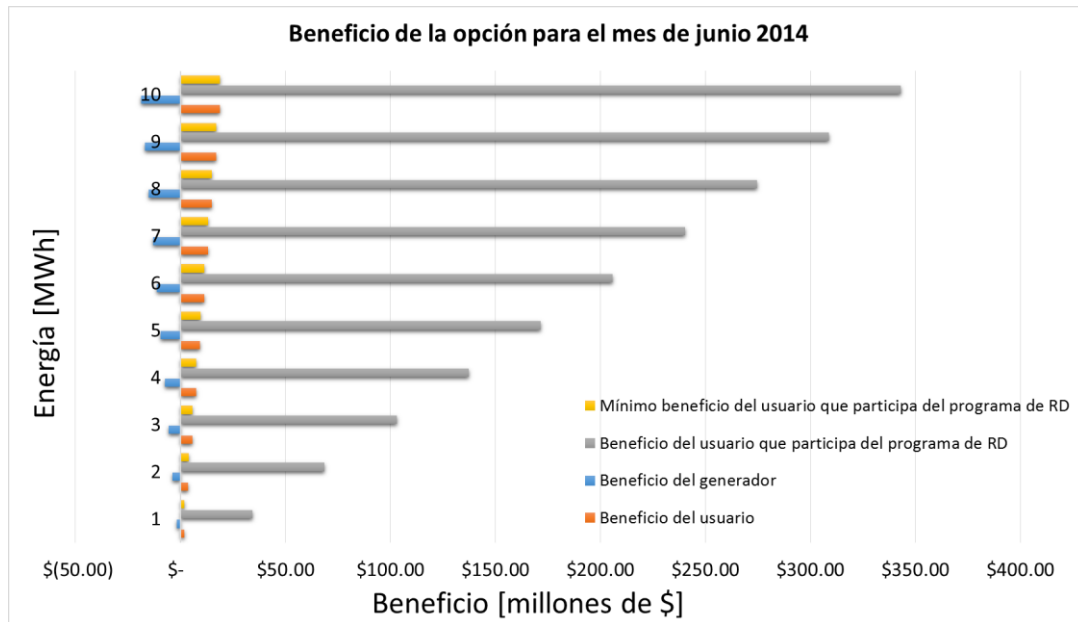
Para diferentes cantidades contratadas el beneficio en pesos (\$) colombianos corresponde al mostrado en la Tabla 17.

Tabla 17. Beneficio para diferentes cantidades de energía en el mes de junio de 2014

<b>Energía [MWh]</b>	<b>Beneficio del generador [\$]</b>	<b>Beneficio del usuario [\$]</b>	<b>Beneficio del usuario que participa del programa de RD [\$]</b>	<b>Mínimo beneficio del usuario que participa del programa de RD [\$]</b>
1	\$ (1,877,542)	\$ 1,877,542	\$ 34,315,827	\$ 1,884,500
2	\$ (3,755,085)	\$ 3,755,085	\$ 68,631,655	\$ 3,769,000
3	\$ (5,632,627)	\$ 5,632,627	\$ 102,947,482	\$ 5,653,500
4	\$ (7,510,169)	\$ 7,510,169	\$ 137,263,309	\$ 7,538,000
5	\$ (9,387,711)	\$ 9,387,711	\$ 171,579,136	\$ 9,422,500
6	\$ (11,265,254)	\$ 11,265,254	\$ 205,894,964	\$ 11,307,000
7	\$ (13,142,796)	\$ 13,142,796	\$ 240,210,791	\$ 13,191,500
8	\$ (15,020,338)	\$ 15,020,338	\$ 274,526,618	\$ 15,076,000
9	\$ (16,897,881)	\$ 16,897,881	\$ 308,842,446	\$ 16,960,500
10	\$ (18,775,423)	\$ 18,775,423	\$ 343,158,273	\$ 18,845,000

Los resultados mostrados en la Tabla 17 indican que el usuario obtiene un beneficio de 1,877,542 \$/MWh, como resultado de aplicar el balance entre el ingreso de la prima y el valor de pago de la opción. Al igual que en el análisis del caso anterior se observa que el usuario puede obtener un beneficio superior si participa del programa de RD. La Figura 25 muestra el comportamiento de los beneficios de la opción para diferentes cantidades de energía contratada.

Figura 25. Beneficios de la opción para el mes de junio de 2014



Como en el mes de junio de 2014, los precios de bolsa venían disminuyendo desde mediados de mayo de 2014 (véase Figura 26), se percibe una disminución del valor de la opción de 53.3% con respecto al valor de la opción obtenido para el mes de mayo de 2014. Sin embargo, durante este mes la diferencia entre el precio de bolsa y el precio de escasez no fue lo suficientemente significativo para representar un beneficio al generador por cobertura, teniendo en cuenta que el pago de la prima es mayor al valor recibido por la ejecución de la opción. La Figura 27 corresponde a un diagrama representativo del beneficio obtenido durante todo el mes del generador. La zona sombreada indica la ubicación del beneficio del generador para el mes de junio de 2014.

Figura 26. Precios de bolsa de energía históricos

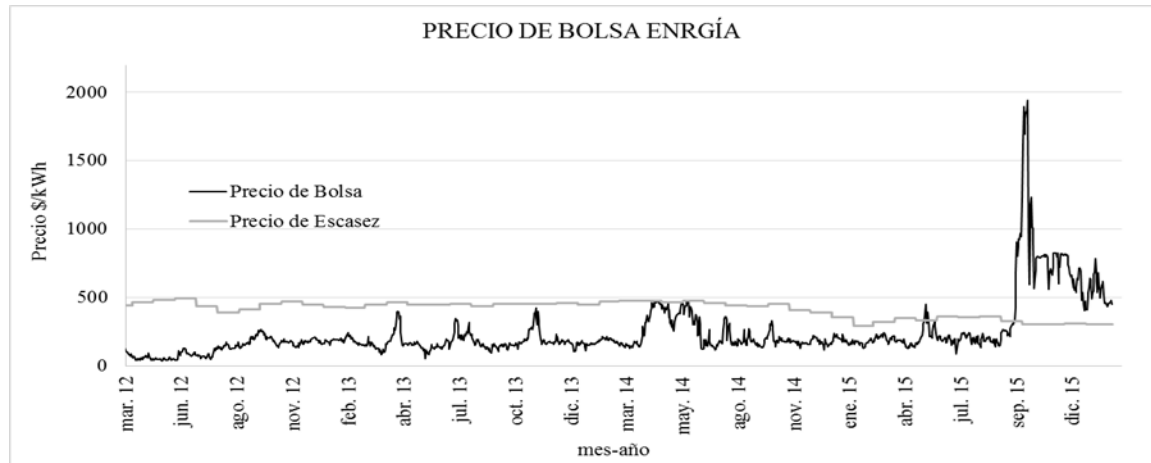
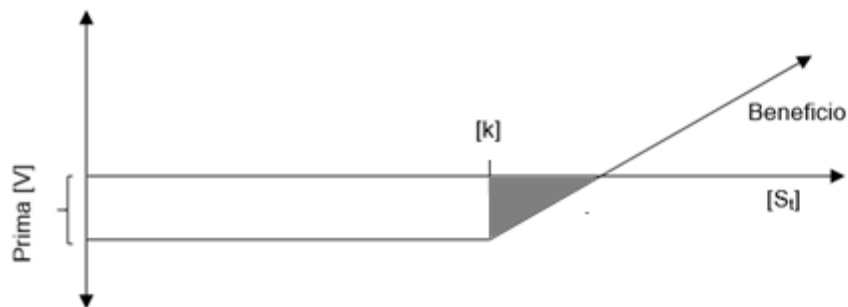


Figura 27. Diagrama representativo del beneficio del generador para todo el mes de junio de 2014



#### 6.4.4 Caso 4: septiembre de 2015

El escenario a evaluar corresponde a la valoración de la opción para un mes en el cual el precio de bolsa haya superado en varias horas el precio de escasez. Se toma como referencia el mes de septiembre de 2015 que, adicionalmente, corresponde a uno de los

meses con los precios de bolsa más elevados en la historia del mercado colombiano. En este mes el precio de bolsa superó el precio de escasez en once días (242 periodos en total).

Los datos de entrada para realizar la valoración de la opción por medio de la simulación Monte Carlo bajo el modelo estocástico de precio de bolsa son:

- Precio de escasez del mes de septiembre de 2015: 327.6699 \$/kWh
- Media del precio de bolsa pronosticado de septiembre de 2015: 459.11 \$/kWh
- Último precio de bolsa disponible (promedio 31 de agosto de 2015): 193.9814 \$/kWh
- Disponibilidad del usuario de número de desconexiones: 100%
- Número de iteraciones de la simulación: 10,000

La valoración por el método de simulación Monte Carlo arroja un valor de la opción de 91,906,414.17 \$ por MWh contratado para el mes de septiembre de 2015.

Como se indicó al inicio, en este mes el precio de bolsa superó en 242 periodos el precio de escasez, por lo que la opción se ejecutaría 242 ocasiones. El beneficio del generador y el usuario corresponde al resultado de aplicar la Ecuación 10 y la Ecuación 11 respectivamente.

Ecuación 25. Beneficio del generador por la opción exótica para el mes de septiembre de 2015

$$B(S_t | k, V) = -91,906,414.17 + 124,128,218 = 32,221,804.83 \text{ \$/MWh}$$

Ecuación 26. Beneficio del usuario por la opción exótica para el mes de septiembre de 2015

$$B(S_t|k, V) = 91,906,414.17 - 124,128,218 = -32,221,804.83 \$/MWh$$

El resultado de evaluar la Ecuación 12 indica el beneficio del usuario en caso tal de que hubiese participando del programa de RD suponiendo un precio de oferta igual a 758,278 \$/kWh para todos los días del mes (véase Ecuación 27). Este precio corresponde al precio promedio de combustibles líquidos para el mes analizado según información del administrador del mercado mayorista (véase Tabla 6). El resultado de evaluar la Ecuación 12 para usuarios que hayan presentado precios de oferta menores o iguales a la diferencia entre el precio de bolsa y el precio de escasez, correspondería al beneficio del usuario presentado en la Ecuación 28.

Ecuación 27. Beneficio del usuario por la opción exótica y que participa en el programa de RD para el mes de septiembre de 2015 (a)

$$B(S_t|k, V) = 91,906,414.17 - 124,128,218 + 187,743,163 = 152,210,031 \$/MWh$$

Ecuación 28. Beneficio del usuario por la opción exótica y que participa en el programa de RD para el mes de septiembre de 2015 (b)

$$\begin{aligned} B(S_t|k, V) &= 91,906,414.17 - 124,128,218 + 124,128,218 \\ &= 91,906,414.17 \$/MWh \end{aligned}$$



Para diferentes cantidades contratadas el beneficio en pesos (\$) colombianos corresponde al mostrado en la Tabla 18.

Tabla 18. Beneficio para diferentes cantidades de energía en el mes de septiembre de 2015

Energía [MWh]	Beneficio del	Beneficio del	Beneficio del usuario que	Mínimo beneficio del usuario
	generador	usuario	participa del programa de	que participa del programa de
	[\$]	[\$]	RD [\$]	RD [\$]
1	\$ 32,221,804	\$ (32,221,804)	\$ 152,210,031	\$ 91,906,414
2	\$ 64,443,608	\$ (64,443,608)	\$ 304,420,062	\$ 183,812,828
3	\$ 96,665,411	\$ (96,665,411)	\$ 456,630,093	\$ 275,719,243
4	\$ 128,887,215	\$ (128,887,215)	\$ 608,840,124	\$ 367,625,657
5	\$ 161,109,019	\$ (161,109,019)	\$ 761,050,154	\$ 459,532,071
6	\$ 193,330,823	\$ (193,330,823)	\$ 913,260,185	\$ 551,438,485
7	\$ 225,552,627	\$ (225,552,627)	\$ 1,065,470,216	\$ 643,344,899
8	\$ 257,774,431	\$ (257,774,431)	\$ 1,217,680,247	\$ 735,251,313
9	\$ 289,996,234	\$ (289,996,234)	\$ 1,369,890,278	\$ 827,157,728
10	\$ 322,218,038	\$ (322,218,038)	\$ 1,522,100,309	\$ 919,064,142

Los resultados obtenidos en la Tabla 18 para el mes de septiembre de 2015 indican que se presenta un beneficio positivo para los generadores de 32,221,804.83 \$/MWh. Este valor corresponde al pagado por los usuarios luego de realizar el del balance de la liquidación de la opción. Al igual que los casos anteriores, los usuarios que participan en el programa de RD pueden obtener un beneficio superior, incluso mayor al conseguido por el generador. La

Figura 28 muestra el comportamiento de los beneficios de la opción para diferentes cantidades de energía contratada y la

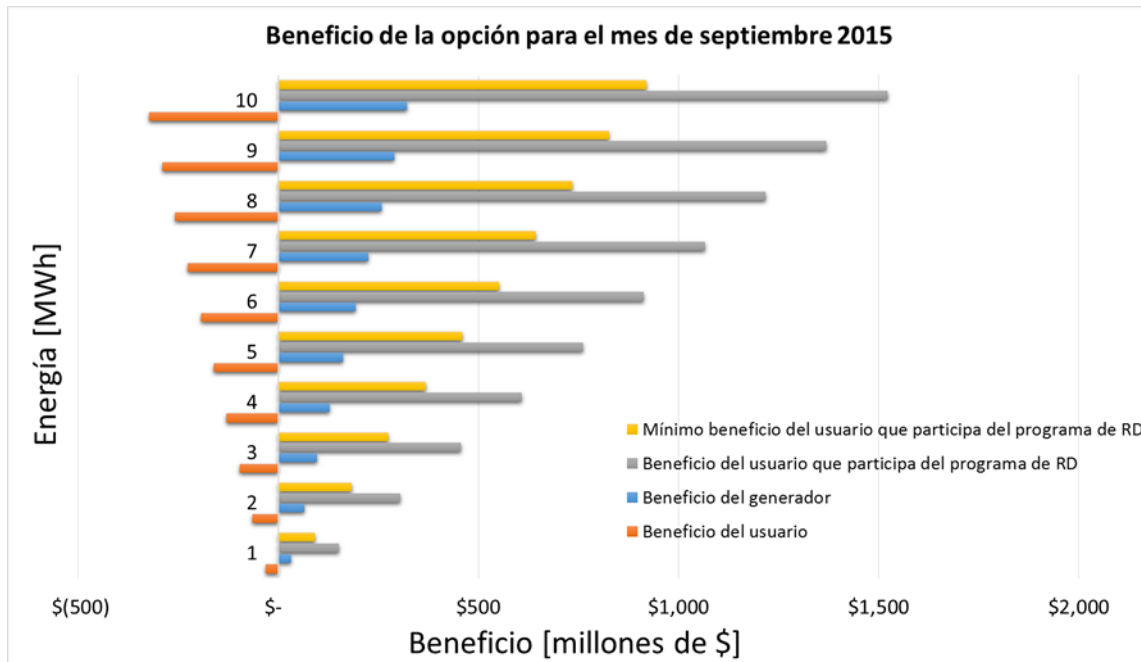


Figura 29 corresponde a un diagrama representativo del beneficio obtenido durante todo el mes del generador. La zona sombreada indica la ubicación del beneficio del generador para el mes de septiembre de 2015.

Figura 28. Beneficios de la opción para el mes de septiembre de 2015

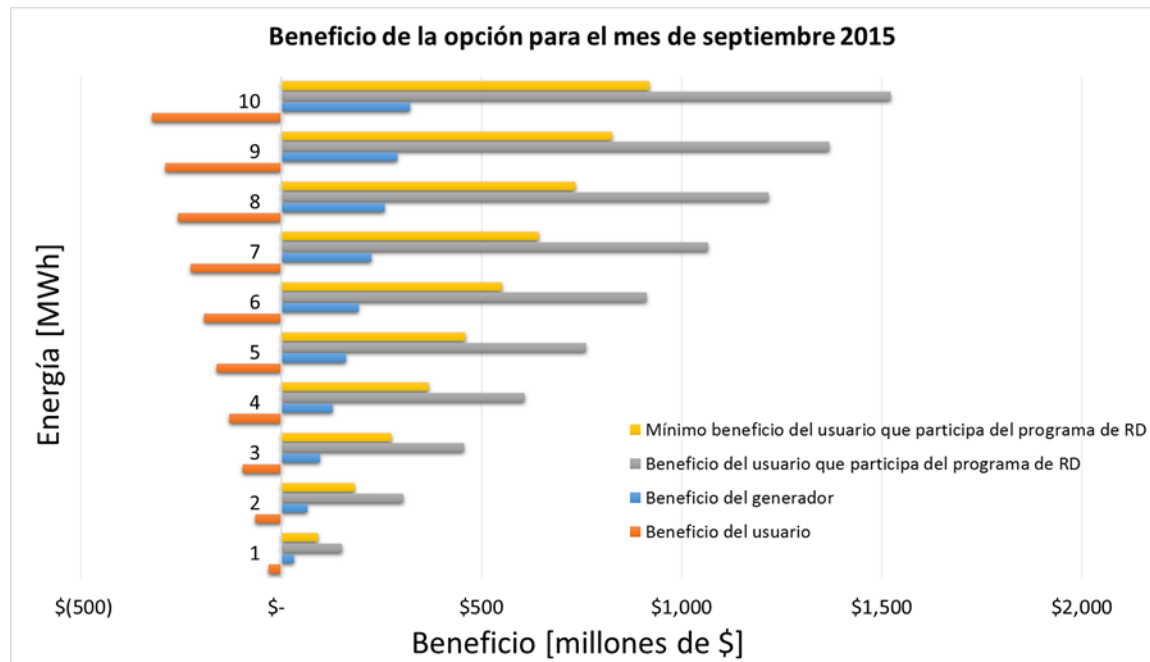
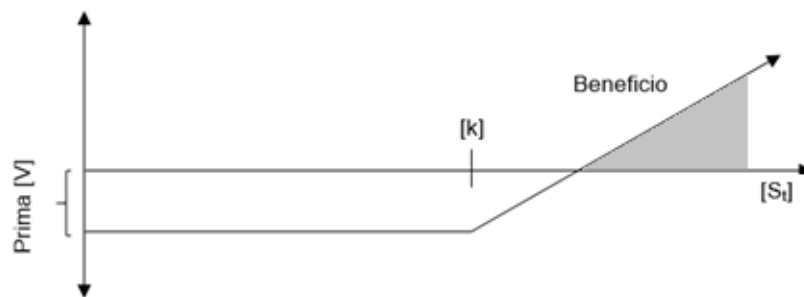


Figura 29. Diagrama representativo del beneficio del generador para todo el mes de septiembre de 2015



Como se indicó al inicio del capítulo, la opción propuesta se definió como un mecanismo de cobertura de las OEF de los generadores. Debido a que los resultados para este mes presentan beneficios positivos para los generadores, se realiza un análisis de

sensibilidad en el cual se determina cómo se hubiera realizado el cubrimiento de las OEF de acuerdo con la siguiente información:

- Durante el mes de septiembre de 2015 se cobraron 118,825,687,107 \$ por incumplimiento de OEF (véase
- 
- 
- Tabla 14. ).
- A cada planta de generación del país que haya incumplido con su OEF le corresponde pagar por un porcentaje del monto total. El porcentaje se determina como una relación entre la cantidad de energía de OEF incumplida del generador sobre el total de la energía incumplida. Los incumplimientos de OEF se encuentran definidos en la resolución CREG 071 de 2006 como “desviaciones de OEF”.
- La cantidad de energía desconectada que se le remunera a los usuarios por participar en el programa de RD lo pagan los generadores que incumplieron sus OEF a prorrata de los incumplimientos de la OEF; es decir, que se aplica el mismo porcentaje mencionado en el ítem anterior.
- En algunos casos particulares en los cuales la demanda del sistema supera la cantidad de OEF total del sistema, las empresas que compraron en bolsa participan en el cobro por incumplimientos de OEF y en el pago de la remuneración de la RD. Sin embargo, como es un caso particular que nunca ha sucedido en la historia del mercado colombiano, no se considera como un escenario para este análisis.
- Según la información de elasticidades de la demanda mostrada en la Tabla 2 se puede presentar una desconexión del 10% del total de la demanda del sistema. Tomando como referencia la información histórica de la demanda del mes de

septiembre de 2015, se supone una desconexión del 10% para todas las horas de demanda alta, que de acuerdo a la Tabla 3 incluye las horas comprendidas entre la hora 16:00 y la hora 22:00. La cantidad de energía desconectada por el programa de RD supuesta sería de 56.6 GWh para todo el mes.

- La energía desconectada producto del programa de RD se liquida al precio indicado en la Ecuación 5. Para el mes de septiembre 2015 el valor liquidado sería de 31,051,380,726 \$. Este valor se recauda de los generadores que incumplieron su OEF.
- Considerando el cobro por incumplimiento de OEF, el cobro por el pago de la remuneración de la RD y el valor del beneficio de la opción obtenido por el generador como medio de cobertura, se determina un valor de beneficio final para el generador, definido en la Ecuación 29, con el objetivo de evidenciar los beneficios netos del generador.

Ecuación 29. Beneficio neto del generador luego de aplicar la cobertura

*Beneficio por cobertura*

$$\begin{aligned}
 &= -\text{cobro por incumplimiento OEF} \\
 &\quad - \text{cobro por remuneración del programa de RD} \\
 &\quad + \text{beneficio de la opción}
 \end{aligned}$$

La Tabla 19 contiene los resultados obtenidos luego de aplicar la Ecuación 29 para diferentes cantidades de energía contratada en la opción, y para los diferentes porcentajes de incumplimientos de OEF (desviaciones de OEF).

Las figuras 30 y 31 representan gráficamente cómo se comporta el beneficio del generador por la cobertura obtenida. Los porcentajes que se muestran en el eje horizontal representan la participación en el cobro por incumplimiento de OEF y en el cobro por remuneración de RD. Cada porcentaje tiene asociado un grupo de “barras”, cada una de ella representa el beneficio del generador según la cantidad de energía contratada en la opción. De acuerdo a estas graficas se puede afirmar lo siguiente:

- Un generador con una posición larga en la opción y que cumpla con las OEF obtendrá como beneficio neto todo el valor recibido por la liquidación de la opción, siempre y cuando se ejecute la opción.
- Para el mes de septiembre de 2015 hubiera sido rentable para un generador adquirir la opción propuesta, siempre y cuando mantenga los porcentajes de desviación por debajo del 15% durante todo el mes, de lo contrario requeriría adquirir más cantidad de opciones que cubran una cantidad de energía mayor.
- Con una opción que cubra una energía superior a 2 GWh se hubiera podido garantizar una cobertura total para un generador que durante el mes haya tenido un incumplimiento de OEF del 50%.
- Para el mes de septiembre de 2015 la opción hubiera servido como un mecanismo de cobertura que pudo generar ingresos tanto al usuario como al generador.

Tabla 19. Beneficio neto del generador para diferentes porcentajes de incumplimientos de OEF en el mes de septiembre de 2015

<b>% de desviaciones de OEF</b>	<b>Valor a cargo del generador por incumplimiento de OEF [millones de \$]</b>	<b>Valor a cargo de los generadores de remuneración de RD por incumplimiento de OEF [millones de \$]</b>	<b>Valor neto considerando cobertura de 10 MWh [millones de \$]</b>	<b>Valor neto considerando cobertura de 100 MWh [millones de \$]</b>	<b>Valor neto considerando cobertura de 1 GWh [millones de \$]</b>
0%	-	-	322.22	3,222.18	32,221.80
2%	(2,376.51)	(621.03)	(2,675.32)	224.64	29,224.26
5%	(5,941.28)	(1,552.57)	(7,171.64)	(4,271.67)	24,727.95
10%	(11,882.57)	(3,105.14)	(14,665.49)	(11,765.53)	17,234.10
15%	(17,823.85)	(4,657.71)	(22,159.34)	(19,259.38)	9,740.24
20%	(23,765.14)	(6,210.28)	(29,653.20)	(26,753.23)	2,246.39
30%	(35,647.71)	(9,315.41)	(44,640.90)	(41,740.94)	(12,741.32)
40%	(47,530.27)	(12,420.55)	(59,628.61)	(56,728.65)	(27,729.02)
50%	(59,412.84)	(15,525.69)	(74,616.32)	(71,716.35)	(42,716.73)

Figura 30. Beneficios del generador por cobertura según porcentaje de desviación de OEF para el mes de septiembre de 2015 (a)

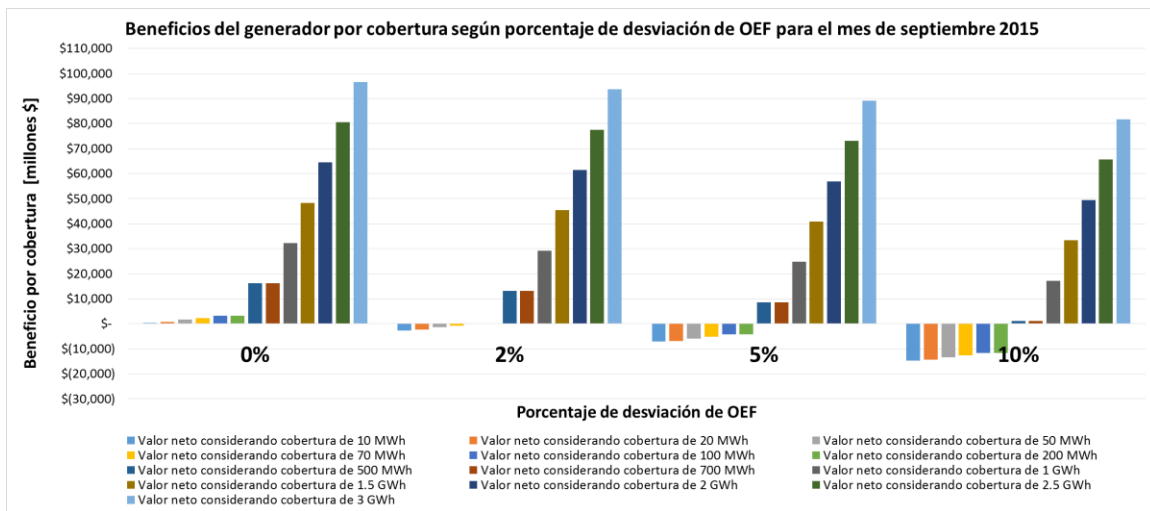
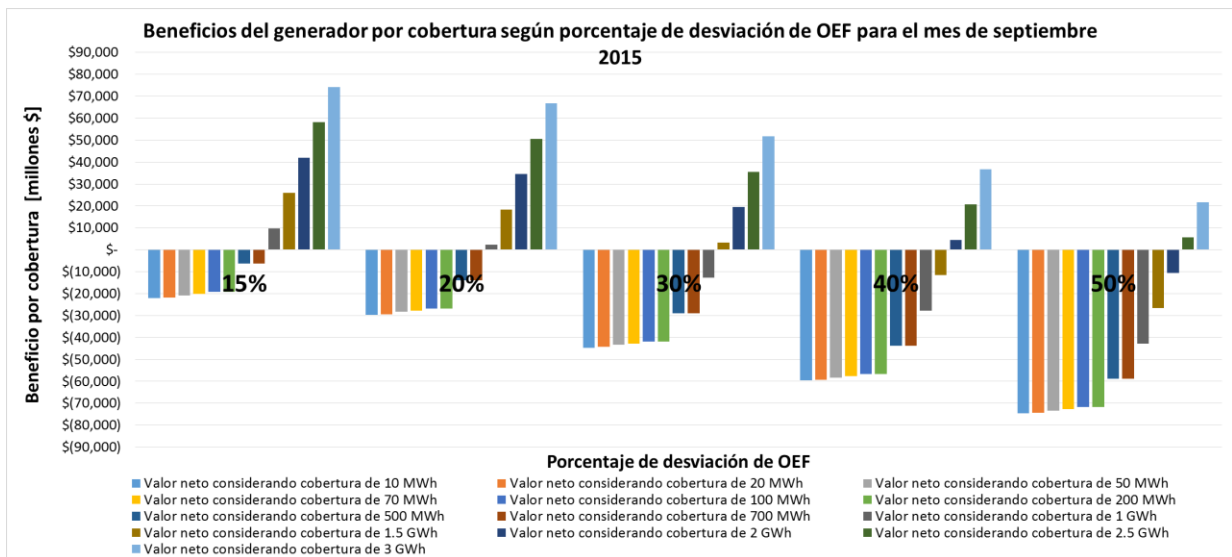


Figura 31. Beneficios del generador por cobertura según porcentaje de desviación de OEF para el mes de septiembre de 2015 (b)





#### 6.4.5 Caso 5: octubre de 2015

El escenario a revisar corresponde a la evaluación de la opción para un mes en el cual los niveles de precio de bolsa fueron muy altos superando en varias horas el precio de escasez. Se toma como referencia el mes de octubre de 2015, que igual que septiembre de 2015 corresponde a uno de los meses con los precios de bolsa más elevados en la historia del mercado colombiano. En este mes el precio de bolsa superó el precio de escasez en 735 periodos del mes.

Los datos de entrada para realizar la valoración de la opción por medio de la simulación Monte Carlo bajo el modelo estocástico de precio de bolsa son:

- Precio de escasez del mes de octubre de 2015: 302.4305 \$/kWh
- Media del precio de bolsa pronosticado de octubre de 2015: 1,106,812 \$/kWh
- Último precio de bolsa disponible (promedio 30 de septiembre de 2015): 947,254 \$/kWh
- Disponibilidad del usuario de número de desconexiones: 100%
- Número de iteraciones de la simulación: 10,000

La valoración por el método de simulación Monte Carlo arroja un valor de la opción de 590,584,849.38 \$ por MWh contratado para el mes de octubre de 2015.

Como se indicó al inicio, en este mes el precio de bolsa superó en 735 periodos el precio de escasez, por lo que la opción se ejecutaría 735 ocasiones. El beneficio del generador y

el usuario corresponde al resultado de aplicar la Ecuación 10 y la Ecuación 11 respectivamente.

Ecuación 30. Beneficio del generador por la opción exótica para el mes de octubre de 2015

$$B(S_t|k, V) = -590,584,849 + 599,190,257 = 8,605,408 \$/MWh$$

Ecuación 31. Beneficio del usuario por la opción exótica para el mes de octubre de 2015

$$B(S_t|k, V) = 590,584,849 - 599,190,257 = -8,605,408 \$/MWh$$

El resultado de evaluar la Ecuación 12 indica el beneficio del usuario en caso tal de que hubiese participando del programa de RD suponiendo un precio de oferta igual a 511,954 \$/kWh para todos los días del mes (véase Ecuación 27). Este precio corresponde al precio promedio de combustibles líquidos para el mes analizado según información del administrador del mercado mayorista (véase Tabla 6). El resultado de evaluar la Ecuación 12 para usuarios que hayan presentado precios de oferta menores o iguales a la diferencia entre precio de bolsa y el precio de escasez, correspondería al beneficio del usuario presentado en la Ecuación 28.

Ecuación 32. Beneficio del usuario por la opción exótica y que participa en el programa de RD para el mes de octubre de 2015 (a)

$$B(S_t|k, V) = 590,584,849 - 599,190,257 + 620,812,547 = 612,207,140 \$/MWh$$

Ecuación 33. Beneficio del usuario por la opción exótica y que participa en el programa de RD para el mes de octubre de 2015 (b)

$$B(S_t|k, V) = 590,584,849 - 599,190,257 + 599,190,257 = 590,584.849 \text{ \$/MWh}$$

Para diferentes cantidades contratadas el beneficio en pesos (\$) colombianos corresponde al mostrado en la Tabla 20.

Tabla 20. Beneficio para diferentes cantidades de energía en el mes de octubre de 2015

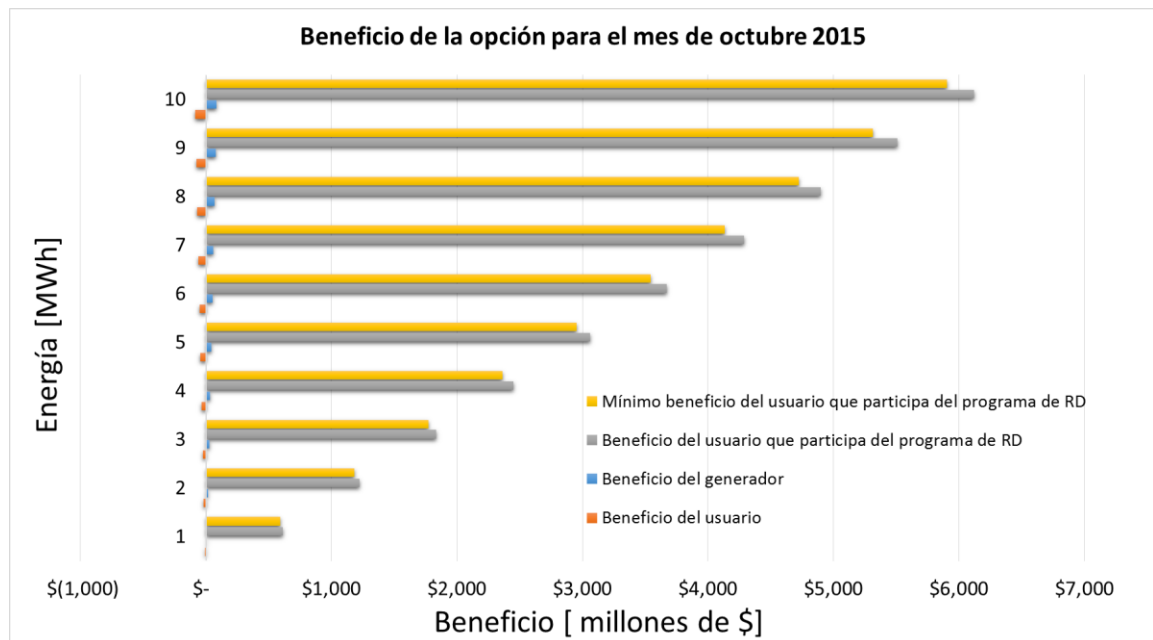
<b>Energía [MWh]</b>	<b>Beneficio del generador [\$]</b>	<b>Beneficio del usuario [\$]</b>	<b>Beneficio del usuario que participa del programa de RD [\$]</b>	<b>Mínimo beneficio del usuario que participa del programa de RD [\$]</b>
1	\$ 8,605,408	\$ (8,605,408)	\$ 612,207,140	\$ 590,584,849
2	\$ 17,210,816	\$ (17,210,816)	\$ 1,224,414,280	\$ 1,181,169,698
3	\$ 25,816,224	\$ (25,816,224)	\$ 1,836,621,420	\$ 1,771,754,547
4	\$ 34,421,632	\$ (34,421,632)	\$ 2,448,828,560	\$ 2,362,339,396
5	\$ 43,027,040	\$ (43,027,040)	\$ 3,061,035,700	\$ 2,952,924,245
6	\$ 51,632,448	\$ (51,632,448)	\$ 3,673,242,839	\$ 3,543,509,094
7	\$ 60,237,856	\$ (60,237,856)	\$ 4,285,449,979	\$ 4,134,093,943
8	\$ 68,843,264	\$ (68,843,264)	\$ 4,897,657,119	\$ 4,724,678,792
9	\$ 77,448,672	\$ (77,448,672)	\$ 5,509,864,259	\$ 5,315,263,641
10	\$ 86,054,081	\$ (86,054,081)	\$ 6,122,071,399	\$ 5,905,848,490

De acuerdo a los resultados de la Tabla 20 y la Figura 32, se reafirma nuevamente que los usuarios que participan en el programa de RD obtienen un mejor beneficio que aquellos que no participan. Esta condición se vuelve más atractiva en meses donde se

espera que los precios de bolsa se incrementen de manera significativa, como es el caso ocurrido en los meses de septiembre y octubre de 2015 (véase

Figura 26). Si un usuario tenedor de la opción no participa del programa de RD en un mes de estas características, tendría que pagar elevadas sumas de dinero por la ejecución de la opción. Al igual que en el mes de septiembre de 2015, la zona sombreada de la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** indica la ubicación del beneficio del generador para el mes de octubre de 2015.

Figura 32. Beneficios de la opción para el mes de octubre de 2015



Como se indicó al inicio del capítulo, la opción propuesta se definió como un mecanismo de cobertura de las OEF de los generadores. Debido a que los resultados para este mes presentan beneficios positivos para los generadores, se realiza un análisis de

sensibilidad igual al que se efectuó en el caso del mes de septiembre de 2015, en el cual se determina cómo hubiera podido haberse realizado el cubrimiento de las OEF. Para este análisis se utilizan los mismos criterios mencionados en el análisis de septiembre de 2015, exceptuando la siguiente información considerada como objeto de cambio:

- Durante el mes de octubre de 2015 se cobraron 542,514,707,215 \$ por incumplimiento de OEF.
- Según la información de elasticidades de la demanda mostrada en la Tabla 2, se puede presentar una desconexión del 10% del total de la demanda del sistema. Tomando como referencia la información histórica de la demanda del mes de octubre de 2015, se supone una desconexión del 10% para todas las horas de demanda alta, que de acuerdo a la Tabla 3 incluyen las horas comprendidas entre las 4:00 p. m. y las 10:00 p. m. La cantidad de energía desconectada por el programa de RD supuesta sería de 162.7 GWh para todo el mes.
- La energía desconectada producto del programa de RD se liquida al precio indicado en la Ecuación 5. Para el mes de octubre de 2015 el valor liquidado sería de 142,680,942,937 \$. Este valor se recauda de los generadores que incumplieron su OEF.

La Tabla 21 contiene los resultados obtenidos luego de aplicar la Ecuación 29 para diferentes cantidades de energía contratada en la opción y para los diferentes porcentajes de incumplimientos de OEF (desviaciones de OEF). De esta, se aprecia que solamente se obtienen beneficios positivos para el generador cuando el porcentaje de desviación de OEF es cercano a cero. No obstante, al tratarse de una cobertura para una empresa es preferible

tener que pagar por un monto inferior al que se había incurrido inicialmente de manera que se afecte la caja y la utilidad en la menor medida posible.

Tabla 21. Beneficio neto del generador para diferentes porcentajes de incumplimientos de OEF en el mes de octubre de 2015

<b>% de desviaciones de OEF</b>	<b>Valor a cargo del generador por incumplimiento de OEF</b> [millones de \$]	<b>Valor a cargo del generador de remuneración de RD por incumplimiento de OEF</b> [millones de \$]	<b>Valor neto considerando cobertura de 100 MWh</b> [millones de \$]	<b>Valor neto considerando cobertura de 1 GWh</b> [millones de \$]	<b>Valor neto considerando cobertura de 5 GWh</b> [millones de \$]
0%	-	-	860.54	8,605.41	43,027.04
2%	(10,850.29)	(2,853.62)	(12,843.37)	(5,098.50)	29,323.13
5%	(27,125.74)	(7,134.05)	(33,399.24)	(25,654.37)	8,767.26
10%	(54,251.47)	(14,268.09)	(67,659.02)	(59,914.16)	(25,492.52)
15%	(81,377.21)	(21,402.14)	(101,918.81)	(94,173.94)	(59,752.31)
20%	(108,502.94)	(28,536.19)	(136,178.59)	(128,433.72)	(94,012.09)
30%	(162,754.41)	(42,804.28)	(204,698.15)	(196,953.29)	(162,531.65)
40%	(217,005.88)	(57,072.38)	(273,217.72)	(265,472.85)	(231,051.22)
50%	(271,257.35)	(71,340.47)	(341,737.28)	(333,992.42)	(299,570.78)

La figuras 33 y 34 representan gráficamente cómo se comporta el beneficio del generador por la cobertura obtenida. Los porcentajes que se muestran en el eje horizontal detallan la participación en el cobro por incumplimiento de OEF y en el cobro por remuneración de RD. Cada porcentaje tiene asociado un grupo de “barras”, cada una de ella representa el beneficio del generador según la cantidad de energía contratada en la opción. De acuerdo a estas gráficas se puede afirmar lo siguiente:

- Para el mes de octubre de 2015 los precios de bolsa alcanzaron máximos históricos durante todo el mes, esto implicó que los cobros por incumplimientos de OEF y

remuneración de RD fueran lo suficientemente grandes para obligar al generador a buscar una mayor cobertura en cantidad de energía, y a su vez evitar grandes porcentajes por desviaciones de OEF.

- Si un generador hubiese querido cubrir la totalidad de sus compromisos en el mes de octubre de 2015 por medio de la cobertura realizada, tendría que garantizar una desviación de OEF inferior al 2% durante todo el mes, de lo contrario tendría que incurrir en una contratación mayor de la opción. Al tratarse de una opción financiera, el usuario podría contratar las cantidades de energía que deseara; sin embargo, como medida de riesgo, sólo debería contratar cantidades de energía que esté disponible a desconectar, a menos que se encuentre adoptando una posición de especulador.
- Para el mes de octubre de 2015 la opción hubiera servido como un mecanismo de cobertura con pocas posibilidades de generar ingresos al generador, pero que significativamente hubiera evitado al generador incurrir en un desembolso de mayor de dinero. Para el usuario sí representaría ingresos significativos si participara del programa de RD.
- Se reafirma que un generador con una posición larga en la opción y que cumpla con las OEF obtendrá como beneficio neto todo el valor recibido por la liquidación de la opción, siempre y cuando se ejecute la opción.

Figura 33. Beneficios del generador por cobertura según porcentaje de desviación de OEF para el mes de octubre de 2015 (a)

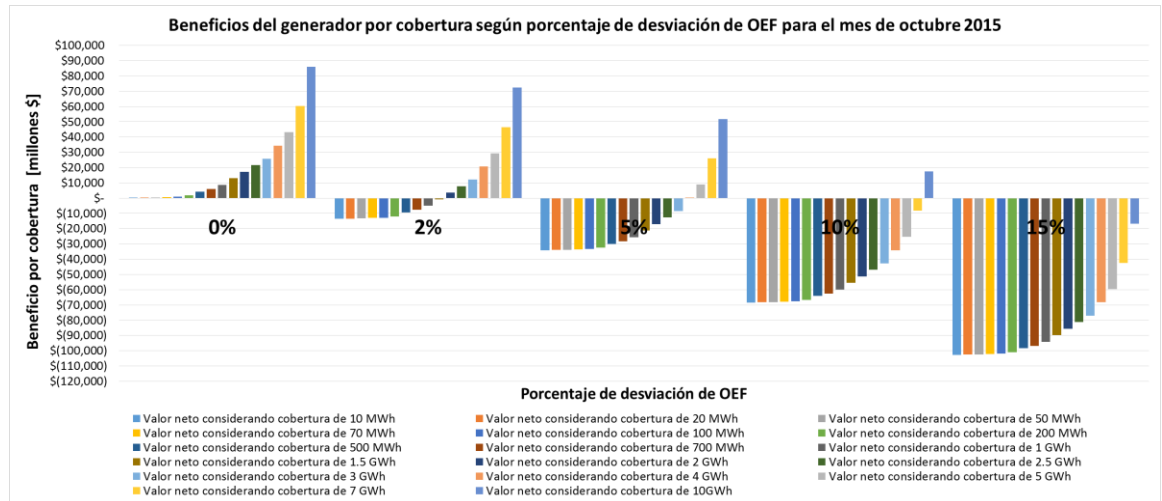
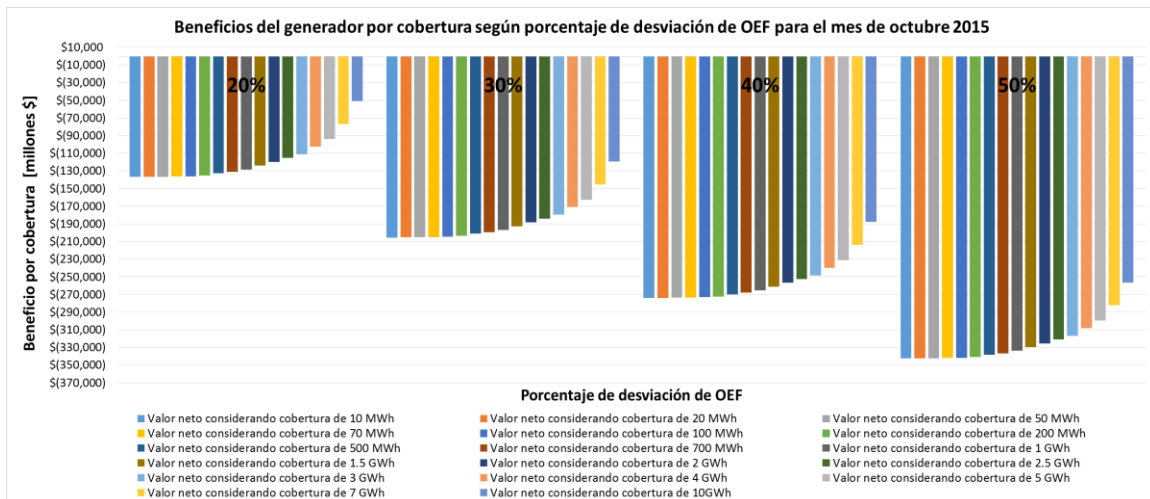


Figura 34. Beneficios del generador por cobertura según porcentaje de desviación de OEF para el mes de octubre de 2015 (b)





#### 6.4.6 Caso 6: diciembre de 2015

El último escenario corresponde a la evaluación de la opción para un mes en el cual el precio de bolsa superó en todos los días el precio de escasez. Se toma como referencia el mes de diciembre de 2015, en el cual se superó en 718 periodos el precio de escasez.

Los datos de entrada para realizar la valoración de la opción por medio de la simulación Monte Carlo bajo el modelo estocástico de precio de bolsa son:

- Precio de escasez del mes de diciembre de 2015: 306.3918 \$/kWh
- Media del precio de bolsa pronosticado de diciembre de 2015: 630.47 \$/kWh
- Último precio de bolsa disponible (promedio 30 de noviembre de 2015): 814.41 \$/kWh
- Disponibilidad del usuario de número de desconexiones: 100%
- Número de iteraciones de la simulación: 10,000

La valoración por el método de simulación Monte Carlo arroja un valor de la opción de 240,615,819.56 \$ por MWh contratado para el mes de diciembre de 2015.

Como se indicó al inicio, en este mes el precio de bolsa superó en todos los días y casi todos los periodos el precio de escasez, por lo que la opción se ejecutaría 718 ocasiones. El beneficio del generador y el usuario corresponde al resultado de aplicar la Ecuación 10 y la Ecuación 11 respectivamente.

Ecuación 34. Beneficio del generador por la opción exótica para el mes de diciembre de 2015

$$B(S_t|k, V) = -240,615,819.56 + 241,149,073 = 533,254 \$/MWh$$

Ecuación 35. Beneficio del usuario por la opción exótica para el mes de diciembre de 2015

$$B(S_t|k, V) = 240,615,819.56 - 241,149,073 = -533,254 \$/MWh$$

El resultado de evaluar la Ecuación 12 indica el beneficio del usuario en caso tal de que hubiese participando del programa de RD suponiendo un precio de oferta igual a 564.054 \$/kWh para todos los días del mes (véase Ecuación 36). Este precio corresponde al precio promedio de combustibles líquidos para el mes analizado según información del administrador del mercado mayorista (véase Tabla 6). El resultado de evaluar la Ecuación 12 para usuarios que hayan presentado precios de oferta menores o iguales a la diferencia entre precio de bolsa y el precio de escasez, correspondería al beneficio del usuario presentado en la Ecuación 37.

Ecuación 36. Beneficio del usuario por la opción exótica y que participa en el programa de RD para el mes de diciembre de 2015 (a)

$$B(S_t|k, V) = 240,615,819.56 - 241,149,073 + 418,527,9604 = 417,994,706 \$/MWh$$

Ecuación 37. Beneficio del usuario por la opción exótica y que participa en el programa de RD para el mes de diciembre de 2015 (b)

$$B(S_t|k, V) = 240,615,819.56 - 241,149,0733 + 241,149,0733 = 240,615,819.56 \$/MWh$$

Para diferentes cantidades contratadas el beneficio en pesos (\$) colombianos, corresponde al mostrado en la

Tabla 22.

Tabla 22. Beneficio para diferentes cantidades de energía en el mes de diciembre de 2015

Energía [MWh]	Beneficio del generador [\$]	Beneficio del usuario [\$]	Beneficio del usuario que participa del programa de RD [\$]	Mínimo beneficio del usuario que participa del programa de RD [\$]
1	\$ 533,254	\$ (533,254)	\$ 417,994,706	\$ 240,615,820
2	\$ 1,066,508	\$ (1,066,508)	\$ 835,989,412	\$ 481,231,639
3	\$ 1,599,763	\$ (1,599,763)	\$ 1,253,984,118	\$ 721,847,459
4	\$ 2,133,017	\$ (2,133,017)	\$ 1,671,978,824	\$ 962,463,278
5	\$ 2,666,271	\$ (2,666,271)	\$ 2,089,973,530	\$ 1,203,079,098
6	\$ 3,199,525	\$ (3,199,525)	\$ 2,507,968,237	\$ 1,443,694,917
7	\$ 3,732,779	\$ (3,732,779)	\$ 2,925,962,943	\$ 1,684,310,737
8	\$ 4,266,034	\$ (4,266,034)	\$ 3,343,957,649	\$ 1,924,926,557
9	\$ 4,799,288	\$ (4,799,288)	\$ 3,761,952,355	\$ 2,165,542,376
10	\$ 5,332,542	\$ (5,332,542)	\$ 4,179,947,061	\$ 2,406,158,196

Al igual que el mes de septiembre y octubre de 2015, el mes de diciembre fue uno de los meses en los cuales se han presentado los precios de bolsa más elevados en la historia (véase

Figura 26); incluso para esta época el regulador del mercado ya había intervenido los precios de bolsa, techándolos a un valor fijo (Resolución CREG 172 de 2015, 2015), por lo que el precio de bolsa no superó precios mayores a los 820 \$/kWh. Con respecto a los anteriores meses evaluados, la valoración de la opción se acercó mucho a lo que finalmente se tuvo que liquidar de la opción. Esto implicó que los valores excedentarios que se generaron fueran más pequeños (véase

Tabla 22 y iterada como objeto de cambio:

Figura 35).

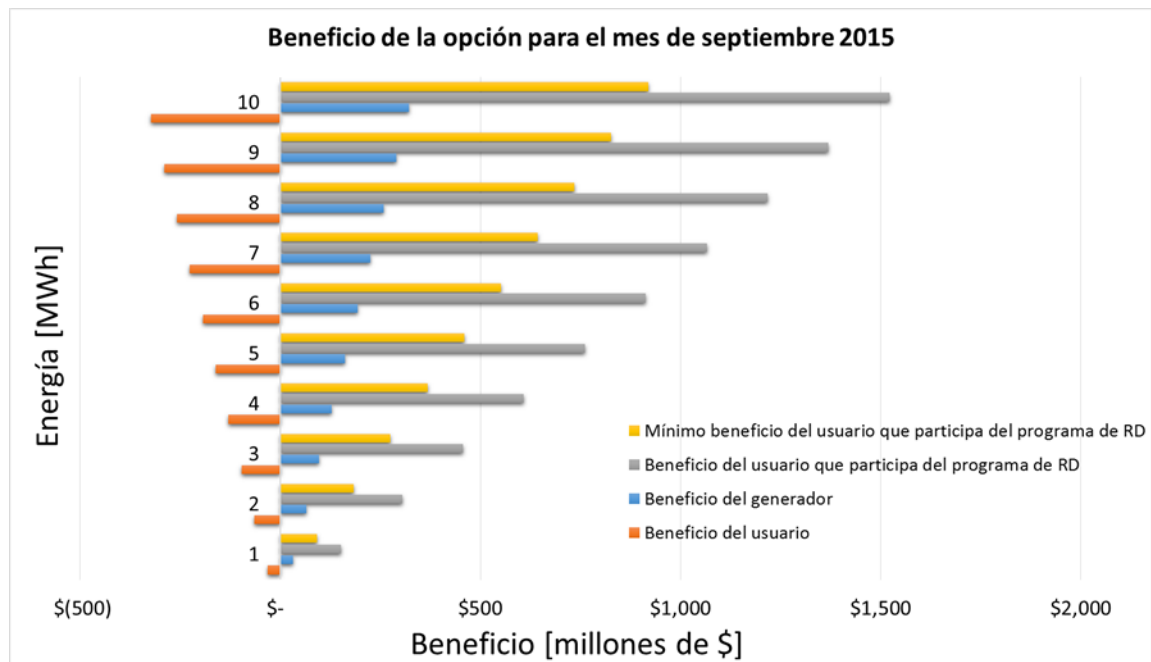
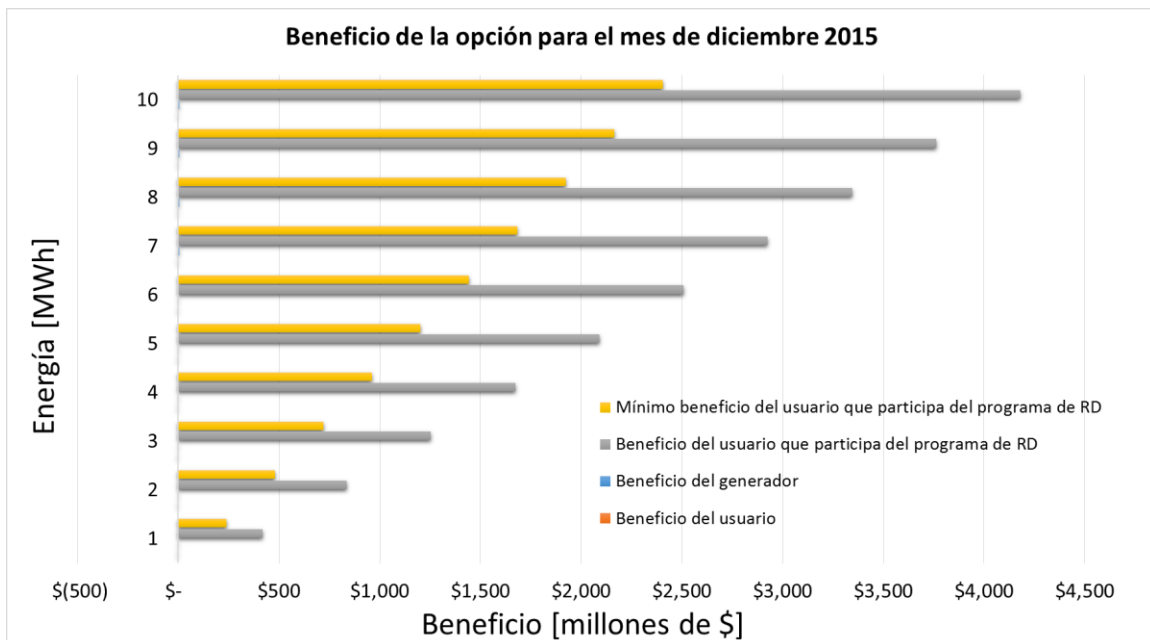


Figura 29 muestra una representación de la zona de beneficio del generador para el mes de septiembre de 2015, que aplicaría de igual manera para el mes de diciembre de 2015.

Como se ha demostrado a lo largo de este trabajo, la opción propuesta sirve como un mecanismo de cobertura de las OEF de los generadores. Para el mes de diciembre de 2015, los beneficios de los generadores son positivos para los generadores, lo que les permitirá disponer de este dinero para cubrir los incumplimientos por OEF. Se realiza entonces un análisis de sensibilidad igual al que se efectuó en el caso del mes de septiembre y octubre de 2015, en el cual se determina cómo se hubiera realizado el cubrimiento de las OEF. Para este análisis se usaron los mismos criterios mencionados en el análisis de septiembre de 2015, exceptuando la siguiente información considerada como objeto de cambio:

Figura 35. Beneficios de la opción para el mes de diciembre de 2015



Como se indicó al inicio del capítulo, la opción propuesta se definió como un mecanismo de cobertura de las OEF de los generadores. Debido a que los resultados para este mes presentan beneficios positivos para los generadores, se realiza un análisis de sensibilidad igual al que se efectuó en el caso del mes de septiembre de 2015, en el cual se determina cómo se hubiera realizado el cubrimiento de las OEF. Para este análisis se usaron los mismos criterios mencionados en el análisis de septiembre de 2015, exceptuando la siguiente información considerada como objeto de cambio:

- Durante el mes de diciembre de 2015 se cobraron 258,024,623,526 \$ por incumplimiento de OEF (véase
- 
- 
- Tabla 14).
- Según la información de elasticidades de la demanda mostrada en la Tabla 2, se puede presentar una desconexión del 10% del total de la demanda del sistema. Tomando como referencia la información histórica de la demanda del mes de diciembre de 2015, se supone una desconexión del 10% para todas las horas de demanda alta, que de acuerdo a la Tabla 3 incluyen las horas comprendidas entre la hora 16:00 y la hora 22:00. La cantidad de energía desconectada por el programa de RD supuesta sería de 160 GWh para todo el mes.
- La energía desconectada producto del programa de RD se liquida al precio indicado en la Ecuación 5. Para el mes de diciembre de 2015 el valor liquidado

sería de 59,938,009,632 \$. Este valor se recauda de los generadores que incumplieron su OEF.

Tabla 23. Beneficio neto del generador para diferentes porcentajes de incumplimientos de OEF en el mes de diciembre de 2015

<b>% de desviaciones de OEF</b>	<b>Valor a cargo del generador por incumplimiento de OEF</b> [millones de \$]	<b>Valor a cargo del generador de remuneración de RD por incumplimiento de OEF</b> [millones de \$]	<b>Valor neto considerando cobertura de 100 MWh</b> [millones de \$]	<b>Valor neto considerando cobertura de 1 GWh</b> [millones de \$]	<b>Valor neto considerando cobertura de 5 GWh</b> [millones de \$]
0%	-	-	53.33	533.25	2,666.27
2%	(5,160.49)	(1,198.76)	(6,305.93)	(5,826.00)	(3,692.98)
5%	(12,901.23)	(2,996.90)	(15,844.81)	(15,364.88)	(13,231.86)
10%	(25,802.46)	(5,993.80)	(31,742.94)	(31,263.01)	(29,129.99)
15%	(38,703.69)	(8,990.70)	(47,641.07)	(47,161.14)	(45,028.12)
20%	(51,604.92)	(11,987.60)	(63,539.20)	(63,059.27)	(60,926.26)
30%	(77,407.39)	(17,981.40)	(95,335.46)	(94,855.54)	(92,722.52)
40%	(103,209.85)	(23,975.20)	(127,131.73)	(126,651.80)	(124,518.78)
50%	(129,012.31)	(29,969.00)	(158,927.99)	(158,448.06)	(156,315.05)

La Tabla 23 contiene los resultados obtenidos luego de aplicar la Ecuación 29 para diferentes cantidades de energía contratada en la opción y para los diferentes porcentajes de incumplimientos de OEF (desviaciones de OEF). De esta, se aprecia que solamente se obtienen beneficios positivos para el generador cuando el porcentaje de desviación de OEF es cero o la cantidad de energía contratada es muy elevada. De igual manera, se puede observar cómo a medida que se contrata mayor cantidad de energía disminuye el valor final que pagaría el generador, lo cual cumple con la definición de cobertura

Las figuras 36 y 37 representan gráficamente cómo se comporta el beneficio del generador por la cobertura obtenida. Los porcentajes que se muestran en el eje horizontal representan la participación en el cobro por incumplimiento de OEF y en el cobro por remuneración de RD. Cada porcentaje tiene asociado un grupo de “barras”, cada una de ellas representa el beneficio del generador según la cantidad de energía contratada en la opción. De acuerdo a estas graficas se puede afirmar lo siguiente:

- El beneficio que recibe el generador durante el mes de octubre apenas alcanza para pagar el valor inicial de la prima. No obstante, el excedente restante, por mínimo que sea, se puede utilizar para responder a los demás cobros del generador.
- Para el caso de diciembre de 2015 se deben evitar los incumplimientos de OEF si se requiere generar valor.

Figura 36. Beneficios del generador por cobertura según porcentaje de desviación de OEF para el mes de diciembre de 2015 (a)



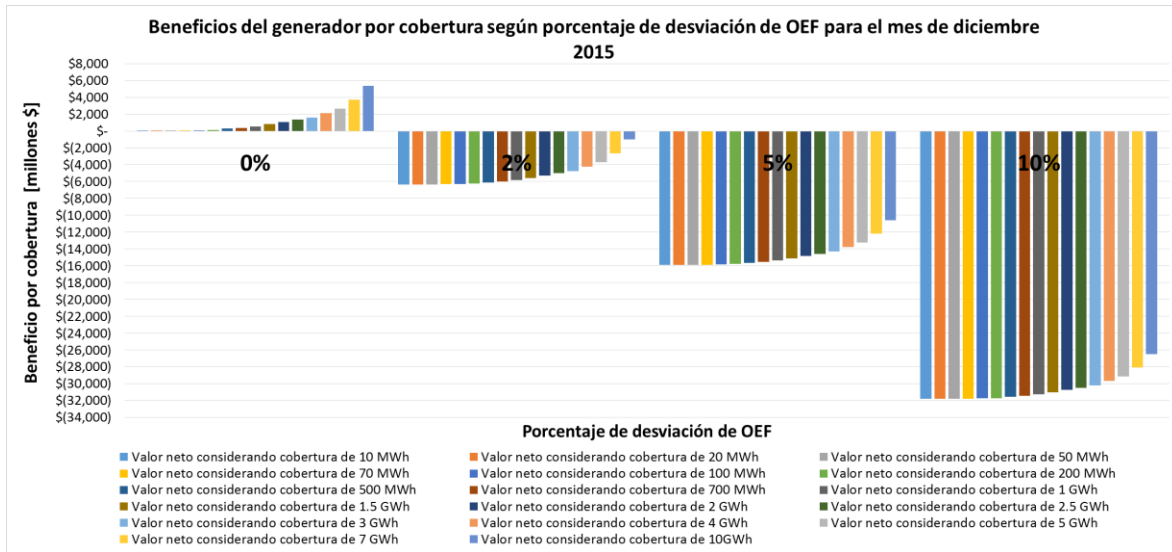
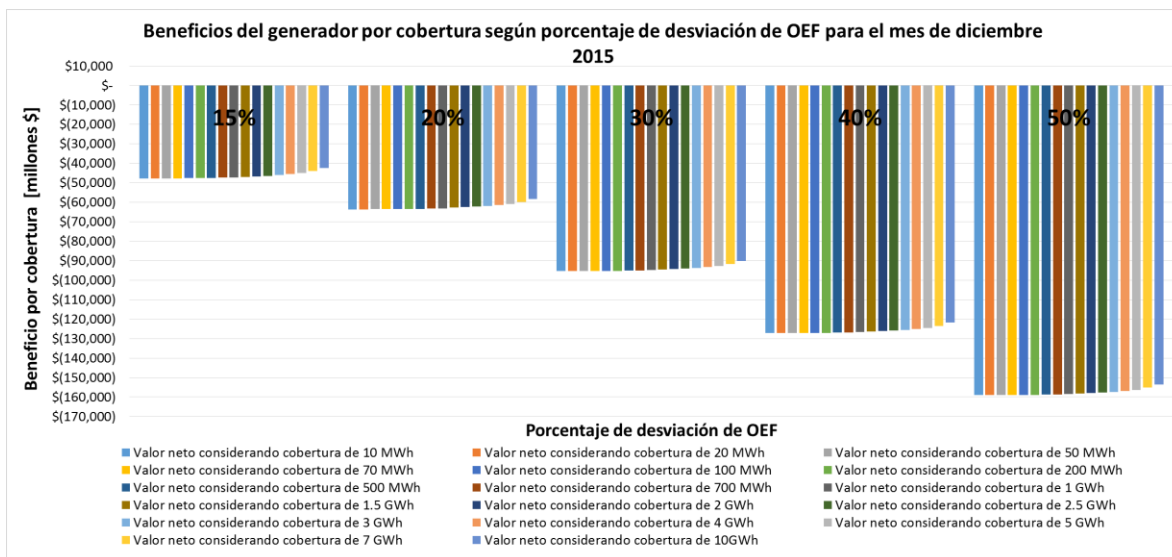


Figura 37. Beneficios del generador por cobertura según porcentaje de desviación de OEF para el mes de diciembre de 2015 (b)



## 7. Conclusiones

- Se evidenció la reducción de la demanda del mercado Colombiano al aplicar diferentes tipos de programas de RD definidos en la teoría e implementados en otros mercados, haciendo uso de un modelo económico parsimonioso que representa el comportamiento de la demanda frente a variables como incentivos, penalidades y elasticidades. Adicionalmente, se demostró bajo el mismo modelo, la reducción de la demanda al aplicar los programas actuales de RD establecidos en el mercado colombiano.
- Se aplicó una metodología de análisis multicriterio para la priorización de los programas de RD de acuerdo con los intereses tanto de la utility, operador del sistema y usuario final, definiendo variables como la reducción de pico, el ahorro de energía y el factor de carga como criterios a evaluar logrando así concluir sobre las características de los programas de RD que convendrían más a cada uno de los agentes analizados.
- A partir del análisis de los resultados obtenidos mediante el modelo económico se pudo observar, en los programas basados en precio, la Respuesta de la Demanda a cambios en los precios de la energía, dejando de consumir al aumentarse el precio y demandando más energía a medida que se reduce el precio; dicha respuesta es también función de la elasticidad supuesta. En cuanto a los programas basados en incentivos se demuestra que la demanda del usuario final depende en gran medida del tipo de incentivo y la penalidad que se determinen en su implementación,

dependiendo de la elasticidad de los usuarios; es decir, su capacidad de desconectarse y su respuesta al incentivo propuesto permitió observar los impactos en la curva de demanda que la introducción de programas de RD representa en el mercado eléctrico colombiano, siendo mayor la reducción a medida que se aumenta el incentivo o la penalización.

- Se definió una opción financiera exótica como mecanismo que permite generar un incentivo a los usuarios para participar del programa de RD del mercado colombiano; adicionalmente, esta opción tiene valor agregado al permitir una cobertura a las plantas de generación que hayan adquirido Obligaciones de Energía Firme (OEF) para el Cargo por Confiabilidad. El incentivo para que el usuario participe del programa de RD se logró identificar por la manera como se encuentra estructurado este programa, el cual incentiva a los usuarios con un precio igual o superior al precio al cual se remunera a los generadores cuando ejercen la opción.
- La opción propuesta incentiva la participación del usuario final en los programas de RD, permitiéndole cubrirse financieramente de los costos asociados a su desconexión e introduce seguridad y confiabilidad a la operación de los generadores ante las eventualidades que pueden ocurrir en periodos en que el precio de bolsa supera el precio de escasez. Estos factores generan un terreno fértil para la implementación de los diferentes programas de RD mencionados en este trabajo.
- A través de la evaluación de diferentes escenarios históricos presentados en el mercado colombiano en los cuales el precio de bolsa superó el precio de escasez, se comparó el beneficio que hubieran tenido las plantas de generación por adquirir

una posición larga de la opción contra el dinero que se pagó por incumplimientos de OEF. El conjunto de comparaciones realizadas permitió afirmar que la opción exótica propuesta en este trabajo sirve como un mecanismo de cobertura de las plantas de generación que tienen OEF.

- Se demostró matemáticamente que representa mejor beneficio para el usuario tenedor de la opción participar simultáneamente del programa de RD mientras se encuentre vigente el periodo de la opción. Adicionalmente se evaluaron escenarios reales del mercado colombiano, cuyos resultados sustentaban dicho beneficio.
- Los programas de RD descritos en este trabajo representan un “recurso energético” aprovechable para afrontar situaciones críticas de generación y a su vez diversificar la canasta energética del país, permitiéndole al usuario tener un rol activo en el mercado eléctrico, logrando así un mayor dinamismo y una operación más óptima. Todavía se requieren desarrollos regulatorios para introducir este tipo de programas pero propuestas como la realizada en este trabajo, desde el ámbito financiero, permiten demostrar la factibilidad y la conveniencia de hacerlo.
- Para que la opción propuesta genere un beneficio relevante a los generadores, estos deben procurar cumplir con sus OEF. En caso contrario, la cantidad de energía contratada en la opción debe ser superior, lo cual puede alcanzar valores que en la práctica no se conseguirán. Adicionalmente, cabe resaltar que la opción es un medio de cobertura que no necesariamente cubre el total del riesgo del generador, pero que sirve para amortiguar la incursión en grandes pérdidas.

## 8. Referencias bibliográficas

- Aalami, H., Moghadam, M. P. & Yousefi, G. (2010a). "Demand response modeling considering Interruptible/Curtailable loads and capacity market programs". *Applied Energy*, pp. 243-250.
- (2010b). "Modeling and prioritizing demand response programs in power markets". *Electric Power Systems Research*, pp. 426-435.
- Albadi, M. H. & El-Saadany, E. F. (2008). "A summary of demand response in electricity markets". *Electric Power Systems Research*, pp. 1989-1996.
- Álvarez, L. G. (2015). "El precio de la electricidad en Colombia y comparación con referentes internacionales 2012-2015". Recuperado de <http://www.acolgen.org.co/index.php/sala-de-prensa/noticias/item/314-el-precio-de-la-electricidad-en-colombia-y-comparacion-con-referentes-internacionales-2012-2015>
- "Análisis Energético de Largo Plazo MPODE" (2016). Recuperado de <http://www.xm.com.co/Pages/AnalisisEnergeticodeLargoPlazoMPODE.aspx>
- "Benefits of Demand Response in Electricity Markets and Recommendations for Achieving Them" (2006). Recuperado de

[http://energy.gov/sites/prod/files/oeprod/DocumentsandMedia/DOE\\_Benefits\\_of\\_Demand\\_Response\\_in\\_Electricity\\_Markets\\_and\\_Recommendations\\_for\\_Achieving\\_Them\\_Report\\_to\\_Congress.pdf](http://energy.gov/sites/prod/files/oeprod/DocumentsandMedia/DOE_Benefits_of_Demand_Response_in_Electricity_Markets_and_Recommendations_for_Achieving_Them_Report_to_Congress.pdf)

Bompard, E., Carpaneto, E., Chicco, G. & Gross, G. (2000). "The role of load demand elasticity in congestion management and pricing". *Proceedings of the IEEE Power Engineering Society Transmission and Distribution Conference*, pp. 2229-2234.

Conejo, A. J., Morales, J. M. & Baringo, L. (2010). "Real-Time Demand Response Model". *IEEE transactions on smart grid*, pp. 236-242.

Escobar, L. (2008) "Welfare gains simulation of demand response programs for the Colombian non-regulated load". *Universidad de los Andes*. pp. 1-17.

"European technology platform for the electricity networks of the future" (2016).

Recuperado de Retrieved from <http://www.smartgrids.eu/>

Faria, P. & Vale, Z. (2011). "Demand response in electrical energy supply: An optimal real time pricing approach". *Energy*, pp. 5374-5384.

Gutiérrez, A. (2011). *Elasticidad Precio - Demanda de los usuarios no regulados en Colombia*. Medellín: Universidad EAFIT.

- Moghaddam, M. P. (2011). "Flexible demand response programs modeling in competitive electricity markets". *Applied Energy*, pp. 3257-3269.
- Morais, H., Faria, P. & Vale, Z. (2014). "Demand response design and use based on network locational marginal prices". *Electrical Power and Energy Systems*, pp. 180-191.
- Pereira, M. & Pinto, L. (1988). "Multi-stage stochastic optimization applied".  
Recuperado de <http://link.springer.com/article/10.1007%2FBBF01582895>
- Pérez, S. (2015). "Metodología para la valoración de proyectos de generación eléctrica en Colombia vía opciones reales". Recuperado de  
[http://www1.eafit.edu.co/asr/courses/research-practises-me/2015-1/students/finalreports/Trabajo\\_PI3\\_Final\\_SPA.pdf](http://www1.eafit.edu.co/asr/courses/research-practises-me/2015-1/students/finalreports/Trabajo_PI3_Final_SPA.pdf)
- "Portal BI" (2016). Recuperado de  
<http://informacioninteligente10.xm.com.co/transacciones/Paginas/Precio%20Bolsa.aspx>
- Resolución CREG 011 de 2015 (2015). *Diario Oficial*. Bogotá, Colombia.
- Resolución CREG 025 de 2016 (2016). *Diario Oficial*. Bogotá, Colombia.
- Resolución CREG 029 de 2016 (2016). *Diario Oficial*. Bogotá, Colombia.

Resolución CREG 039 de 2016 (2016). *Diario Oficial*. Bogotá, Colombia.

Resolución CREG 042 de 2016 (2016). *Diario Oficial*. Bogotá, Colombia..

Resolución CREG 049 de 2016 (2016). *Diario Oficial*. Bogotá, Colombia.

Resolución CREG 071 de 2006 (2006). *Diario Oficial*. Bogotá, Colombia.

Resolución CREG 172 de 2015 (2015). *Diario Oficial*. Bogotá, Colombia.

Resolución CREG 212 de 2015 (2016). *Diario Oficial*. Bogotá, Colombia.

"Smart Grids European Technology Platform" (2016). Recuperado de  
<http://www.smartgrids.eu/>

"Smart Grid Resource Center" (2016). Recuperado de <http://smartgrid.epri.com/>

*U.S. Department of Energy* (2006). Recuperado de <http://science.energy.gov/>

Walawalkar, R., Blumsack, S. & Fernands, S. (2008). "An economic welfare analysis of demand response in the PJM electricity market". *Energy Policy*, pp. 3692-3702.



## 9. Anexos

## Anexo 1. Comparación de los diferentes programas de RD

Debido al valor agregado que puede tener este cuadro comparativo (véanse los cuadros siguientes) se destinó este para mostrarlo.

Cuadro comparativo programas de RD basados en tiempo

Programa	Descripción	Incentivo	Penalización
<b>Tarifas de Tiempo de Uso</b> (Time of Use) <b>-TOU-</b>	Una tarifa de la energía para diferentes bloques o periodos de tiempo durante un mismo día (24 horas, 24 periodos). Trata de reflejar el costo medio de la energía en cada uno de los bloques de periodo demandado. Generalmente los bloques de energía están clasificados en horas valle y horas pico	NO	NO
<b>Precios de Tiempo Real</b> (Real Time Pricing) <b>-RTP-</b>	El precio de la electricidad fluctúa horariamente reflejando los cambios del precio de energía mayorista	NO	NO

Programa	Descripción	Incentivo	Penalización
<b>Precio Pico Crítico</b> (Critical Peak Pricing) <b>-CPP-</b>	Es un modelo híbrido basado en el modelo TOU que se diferencia porque en las horas pico el precio de la energía es más elevado. Es decir, se aumenta el precio para generar desincentivo al consumo. En algunos casos en este programa se implementan incentivos disminuyendo el precio de la energía en las horas valle.	NO	NO

Cuadro comparativo programas de RD basados en incentivo

Programa	Descripción	Incentivo	Penalización
<b>Control Directo de Carga</b> (Direct Load Control) <b>-DLC-</b>	El operador del sistema remotamente puede desconectar carga (demanda de energía) de sus clientes sin esperar a que estos respondan; estos pueden ser clientes comerciales o residenciales	SÍ	NO
<b>Programas de Capacidad del Mercado</b> (Capacity Market Programs) <b>-CAP-</b>	Corresponde a un tipo de programa en el cual los consumidores se comprometen previamente con una reducción de demanda cuando el sistema eléctrico lo requiera por contingencia. Normalmente corresponde a desconexión de grandes usuarios que reciben el valor de una como un incentivo por estar disponibles para la desconexión	SÍ	SÍ
<b>Corte o Interrupción del Servicio</b> (Interruptible/Curtailable Service) <b>-I/C-</b>	Opción por desconexión similar al CAP. Se diferencia en que este programa está enfocado en pequeños consumidores que son representados por una empresa de servicios. El incentivo no se remunera entregando directamente dinero, sino que se realiza una reducción de la tarifa final. En caso de incumplimiento el precio al cual debe pagar la energía se aumenta	SÍ	SÍ
<b>Oferta de la Demanda</b> (Demand Bidding) <b>-DB-</b>	Los consumidores (demanda) pueden ofertar un precio de desconexión en el mercado de energía mayorista o a través de un tercero. Normalmente se esperaría que fuera un gran consumidor o un grupo de consumidores pequeños. Los consumidores cuyas	SÍ	SÍ

Programa	Descripción	Incentivo	Penalización
	ofertas sean aceptadas adquieren un compromiso contractual por lo cual pueden ser penalizados		
<b>Programa Respuesta de la Demanda por Emergencia</b> (Emergency Demand Response Program) <b>-EDRP-</b>	Programa basado en incentivar la desconexión de demanda cuando las reservas son bajas. Esta más enfocado para emergencias del sistema. Estos programas pueden o no ser penalizados, dependiendo de cómo el regulador establezca la norma	SÍ	NO/SÍ
<b>Programa de servicios auxiliares</b> (Ancillary Service) <b>-AS-</b>	Los consumidores ofertan reducciones de energía como reserva operativa (valor constante en el tiempo). Si la oferta es aceptada por el ISO el oferente recibirá una remuneración por el compromiso o disponibilidad así no haya desconexión real de energía. Si efectivamente se realiza la desconexión se remunera a precio spot	SÍ	SÍ